Le réseau de transport d'électricité

GT SSYf

1er Juillet 2022

Copyright RTE – 2021. Ce document est la propriété de RTE. Toute communication, reproduction, publication même partielle est interdite sauf autorisation écrite du Gestionnaire du Réseau de Transport d'Électricité (RTE)

SOMMAIRE

1. Actualités et planning
2. Règles SSY v7.1
3. Gestion des périmètres et EDR mixtes
4. EnR variables et capacités constructives de réglage de fréquence
5. Projet MARS PICASSO :
   - Actualités
   - Processus de certification aFRR avec Stanway
   - Informations sur les tests acteurs
6. Reprise de la prescription dans RACOON : état d'avancement
7. ISP15 : revue des évolutions des règles SSYf
8. Programmation des SSYf
9. Dimensionnement aFRR T3 et T4 2022

1 Actualités et planning

Actualités SSYf

- **Complément de consultation en cours** sur le projet de règles SSY v7.1 :
  - Conformément au planning de travail partagé par la CRE le 3 Juin et afin de mettre en cohérence les règles SSYf avec la dérogation que prévoit d'accorder la CRE, RTE a modifié et partagé sur concerte le projet de règles v7.1
  - Consultation jusqu'au Jeudi 7 Juillet
  - Saisine de la CRE prévue avant mi Juillet pour délibération avant fin Juillet

- AO FCR – Regelleistung : **Go live le 06/09/2022 pour l'intégration des limites internes DE/DK**
  - Testing session until July 12th to test the changed result files in the datacenter. Aside from testing: RL wants to highlight the extended notification endpoint, which should improve automation. They added notifications to put them on a more detailed basis for having a clear view on the events which trigger them (See details here).
  - To be able to profit highly from testing and notifications, they recommend to check the API documentation. If you need access to the TRAINING Stage please contact 4NES-Regelleistung regelleistung@4nes.com or use the BSP support portal BSP Support regelleistung.net - Jira Service Management (atlassian.net).

- **Fichier valorisation** au format applicable à partir de Novembre (date F) partagé sur concerte attaché au GT du 1er Juillet

- **Bascule stockage SSYf** : revenir vers RTE pour les responsables de réserve concernés

- **Dates de GT et d'AT** jusqu'à la fin de l'année 2022 partagées sur concerte

Tmin LER - Actualités

Statut

- Les **régulateurs** ont demandé un **temps additionnel pour décider** sur le sujet du Tmin à l'ACER
- **L'ACER devrait accorder 6 mois** aux régulateurs et aux GRT pour traiter le sujet des « Long Lasting Frequency Deviations » (LLFD)
- Le groupe de travail ENTSO-E a proposé un **plan de travail visant à identifier les « Long Lasting Extraordinary Frequency Deviations » (LLEFD)**, leurs causes, le traitement correctifs possibles pour les atténuer, et leur impact sur la CBA (cf slide suivante

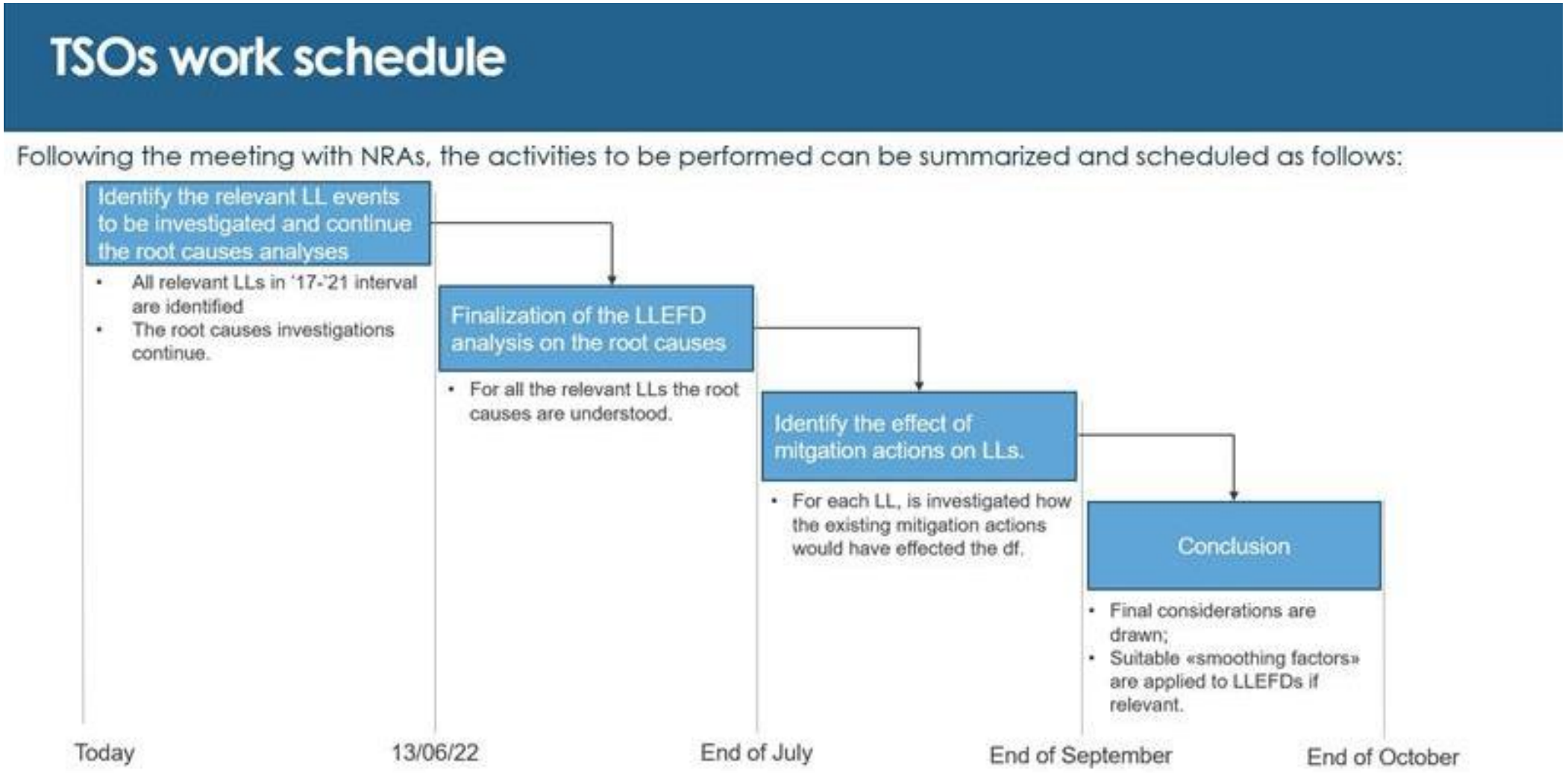
Position (comprise) de l'ACER :

- Les **LLFED ne devraient pas être traitées par la FCR**
- Les GRT ont les moyens de **réduire les LLFED et leurs impacts avec des actions de mitigation**
- Les GRT doivent analyser si les actions de réduction des impacts actuellement en place auraient réduit les LLFED dans le passé et les retirer de l'analyse dans ce cas

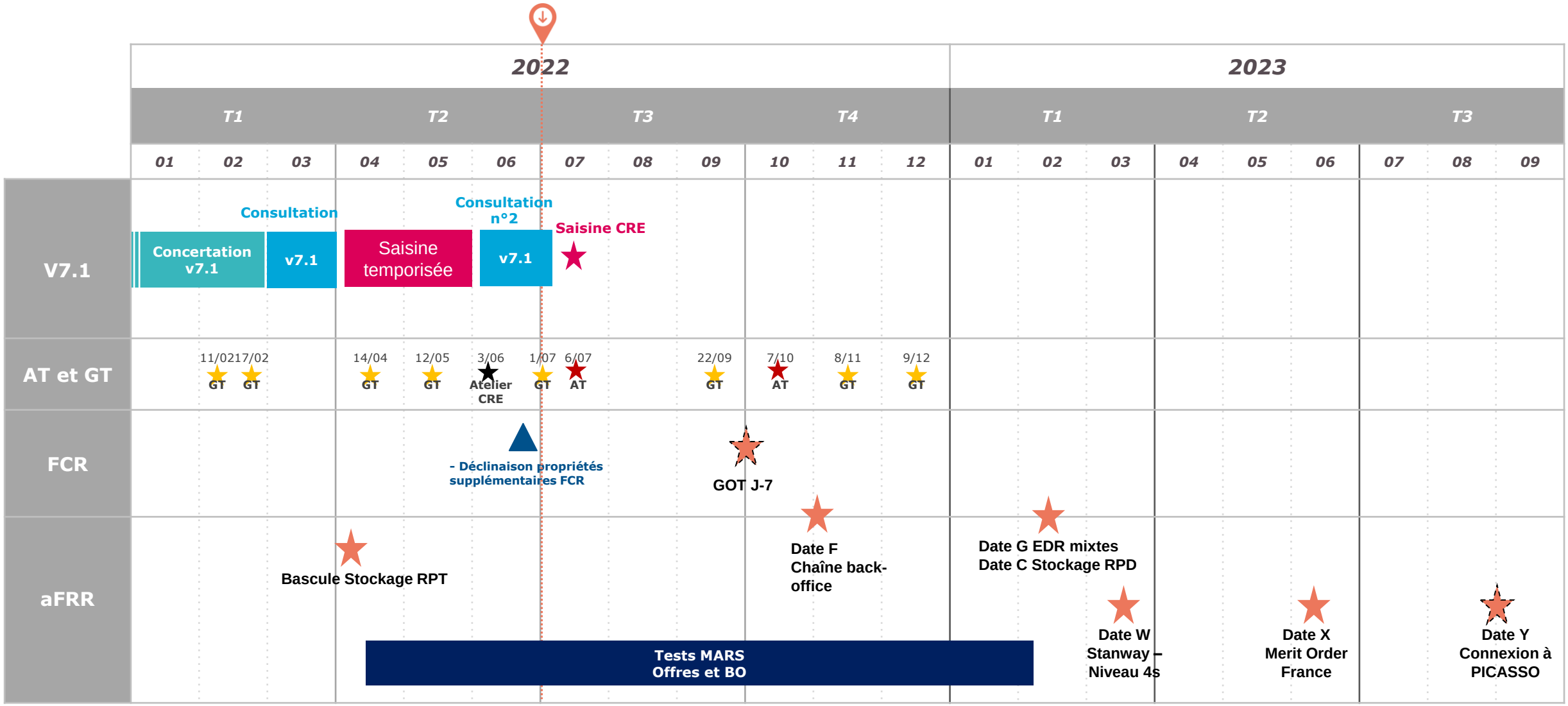
Position des membres pilotes de la TF ENTSO-E :

- **Le travail d'analyse des causes et actions de mitigation liées aux LLEFD ne fait pas partie de la TF « FCR LER ».** Les travaux ont donc été renvoyés à d'autres TF ENTSO-E
- Si les **hypothèses de la CBA changent de façon significative**, **alors la méthodologie doit être revue**. Notamment la CBA a été approuvé comme uniquement basée sur le passé (sans prise en compte des effets futurs : actions de mitigation, reserve mode, etc.)
- Les cas dans lesquels on pourrait appliquer une réduction des cas de LLED dans la CBA suite à l'analyse qui est menée doivent être discutés entre GRT

Tmin LER - Actualités



Calendrier prévisionnel des règles SSY



2 Règles v7.1 : modifications

Evolution des formules d'indemnités après la date I

- Il n'était pas prévu dans les règles v7 le cas où la date I, date d'évolution des formules d'indemnités liées à un bilan de réserve négatif, serait antérieure au passage à la contractualisation de la réserve secondaire par appel d'offres (ancienne date H).

- **Il est donc proposé d'ajouter le cas de la contractualisation de la réserve secondaire par obligations après la date I** en reprenant la formule applicable en cas d'appel d'offres en utilisant à la place des prix marginaux hausse et baisse le PFC divisé par deux et le maintien de l'éligibilité à la réduction d'indemnité.

- Article 11.2 Cas de la contractualisation de la Réserve Secondaire par obligations :

Pour chaque Pas Demi-Horaire :

- $Indemnité_{RS,ob} = IEPH_{RS,ob} + IERH_{RS,ob} + IEPB_{RS,ob} + IERB_{RS,ob}$

Avec :

$$IEPH_{RS,ob} = \max(0 ; -\mathrm{BHFH} * \max(0.2 * \frac{\boldsymbol{PFC}}{\mathbf{2}} ; \left|\frac{\mathrm{SPOT}}{2}\right|) - \mathrm{BHFH} * \frac{\boldsymbol{PFC}}{\mathbf{2}})$$

$$IEPB_{RS,ob} = \max(0 ; -\mathrm{BHFB} * \max(0.2 * \frac{\boldsymbol{PFC}}{\mathbf{2}} ; \left|\frac{\mathrm{SPOT}}{2}\right|) - \mathrm{BHFB} * \frac{\boldsymbol{PFC}}{\mathbf{2}})$$

$$IERH_{RS,ob} = 1.2 * \frac{\boldsymbol{PFC}}{\mathbf{2}} * \max(0 ; (\min(0, \mathrm{BHFH}) - \mathrm{BH}))$$

$$IERB_{RS,ob} = 1.2 * \frac{\boldsymbol{PFC}}{\mathbf{2}} * \max(0 ; (\min(0, \mathrm{BHFB}) - \mathrm{BB}))$$

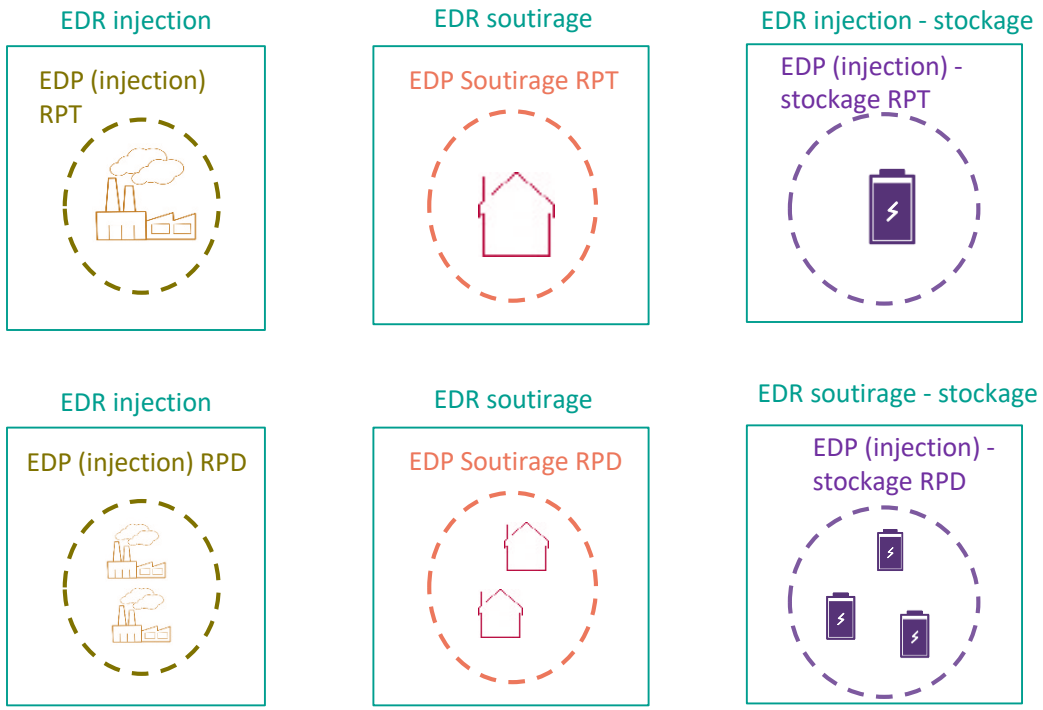
Où :

- PFC est le Prix Forfaitaire Capacité en € par MW par Pas Demi-Horaire ;

On remplace le prix marginal en €/MW par heure et par sens divisé par 2 (pour ramener au pas 30 min) par le PFC en €/MW par 30 min symétrique divisé par 2 (pour ramener par sens).

2 Gestion des périmètres et EDR mixtes

Les règles de constitution des EDR actuelles



Les prochaines étapes des EDR mixtes

Actuellement
EDR injection et soutirage

- EDR injection
  - 1 EDP injection RPT
- EDR soutirage
  - 1 EDP soutirage

Novembre 2022
EDR mixtes RPT

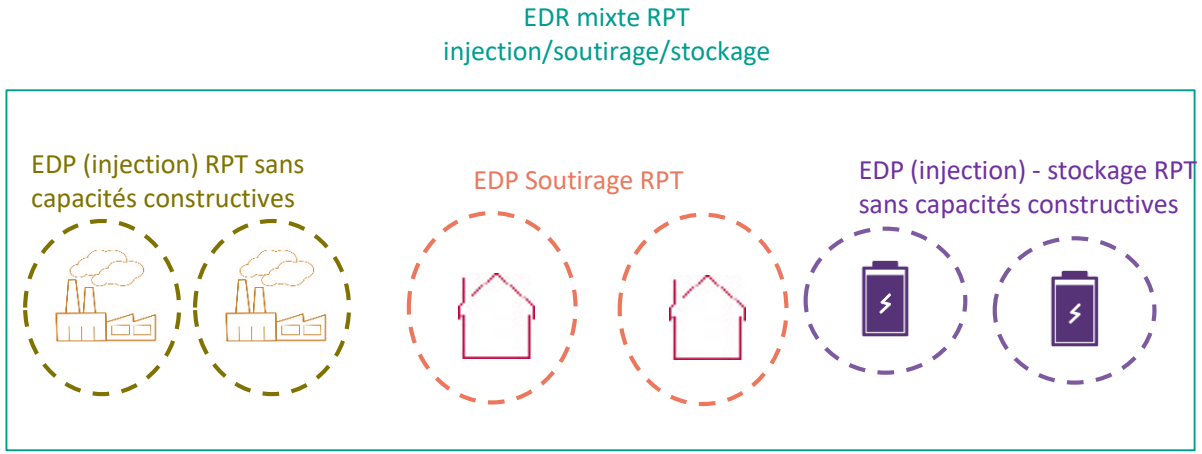
- Sites RPT :
  - 0 ou n EDP (injection)
  - 0 ou n’ EDP soutirage
  - 0 ou n’’ EDP (injection) - stockage

T1 2023 (Date G règles SSY)
EDR mixtes modèle simplifié

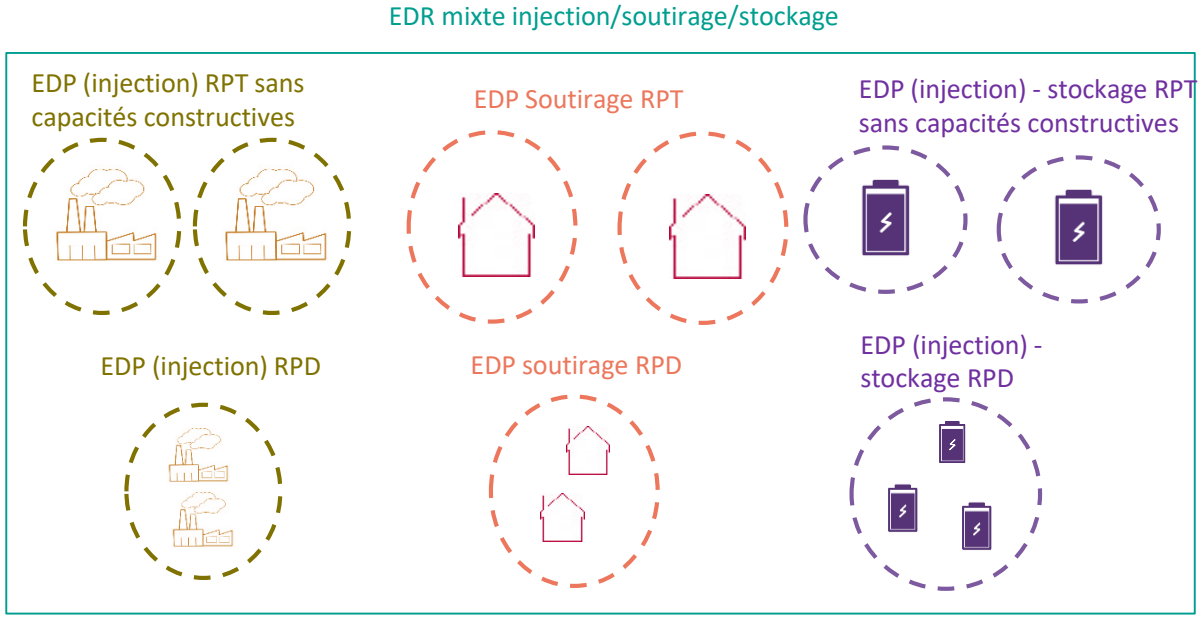
- Sites RPT :
  - 0 ou n EDP (injection)
  - 0 ou n’ EDP soutirage
  - 0 ou n’’ EDP (injection) - stockage
- Sites RPD
  - **0 ou 1 EDP (injection)** qui contient tous les sites d’injection
  - **0 ou 1 EDP soutirage** qui contient tous les sites de soutirage
  - **0 ou 1 EDP (injection) - stockage** qui contient tous les sites de stockage

Règles de constitution des EDR mixtes

EDR mixtes RPT



A partir de la date G – Constitution d'une EDR mixte avec le modèle simplifié



Rappels : pourquoi faut-il programmer?

Qu'est ce qu'un programme?

- La **puissance active** utilisée pour le MA

Pourquoi est-il important de programmer?

- Permet à RTE d'effectuer le **bouclage P = C**
- Pour que l'acteur puisse soumettre des **offres implicites** sur le MA
- Pour le effectuer le **contrôle du réalisé MA**
- Pour étudier les contraintes réseaux

- Le **quadruplet SSYf** (RP/RS, hausse/baisse)

- Permet à RTE d'effectuer **le suivi du requis en SSYf**
- et de détecter **d'éventuels écarts en temps réel**
- Base pour **l'activation automatique** (fréquence, N)
- Pour étudier les **contraintes réseaux**

Rappels : pourquoi faut-il programmer?

	Programmation pure		MA (si participe)		SSYf (si participe)
	Bouclage	Contraintes réseau	Offres	CRMA	
Site injection RPT	✓	✓	✓	✓	✓
Site injection RPD* implicite	✓	✓	✓	✓	✓
Site injection RPD* explicite	✗ (jusqu'à la date I dans les règles RE MA)	✗ (jusqu'à la date I dans les règles RE MA)	✗	✗	✓
Site de stockage RPT	✓	✓	✗	✓	✓
Site de stockage RPD	✓ (si participe au MA)	✓ (si participe au MA)	✗	✓	✓
Site de soutirage	✗	✗	✗	✗	✓

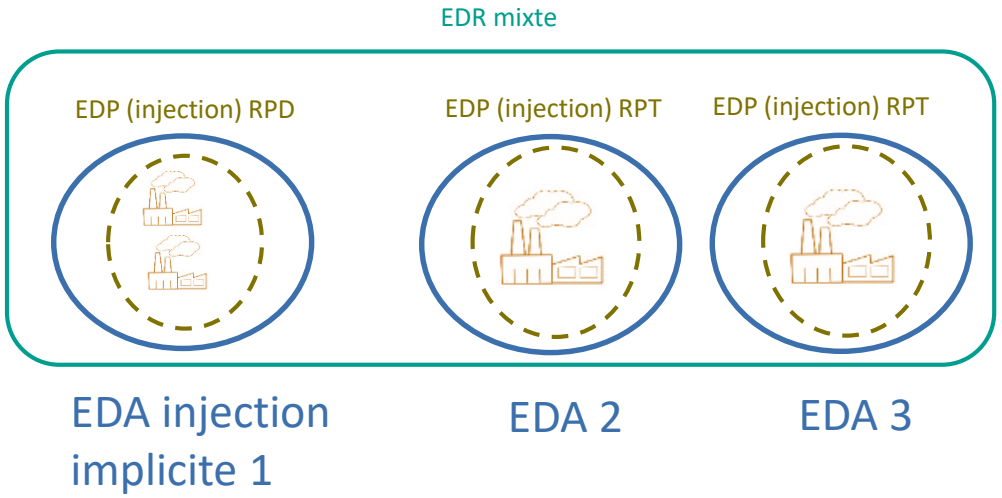
Doit programmer sa puissance active EDP

Doit programmer ses SSYf EDP soutirage

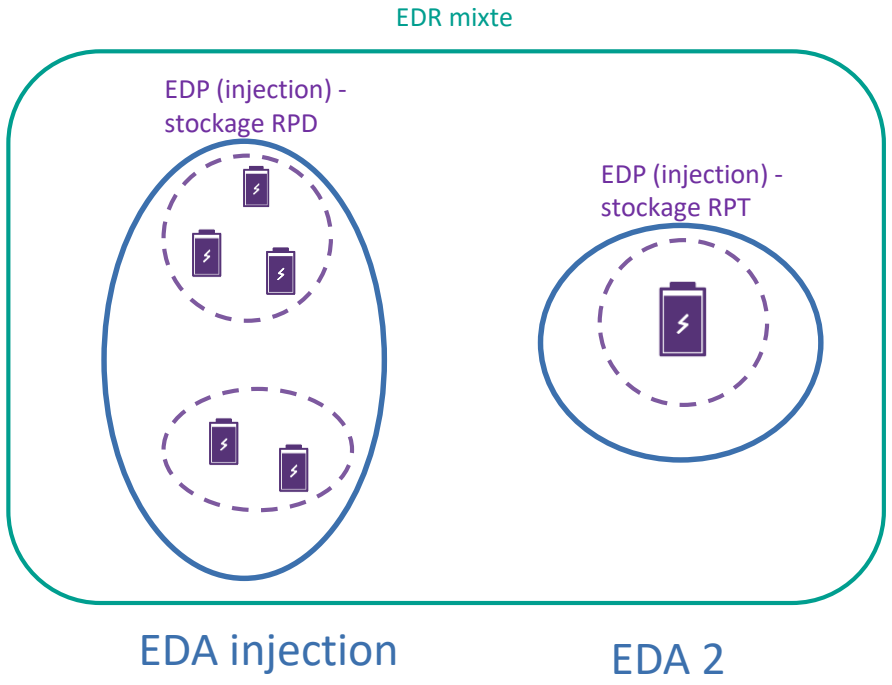
**les sites d'injection RPD de puissance supérieure à 1MW doivent par ailleurs envoyer leur programme prévisionnel au GRD*

L'EDP, l'entité qui fait le lien entre les MA et les SSY

Les EDA implicites ont une obligation à programmer



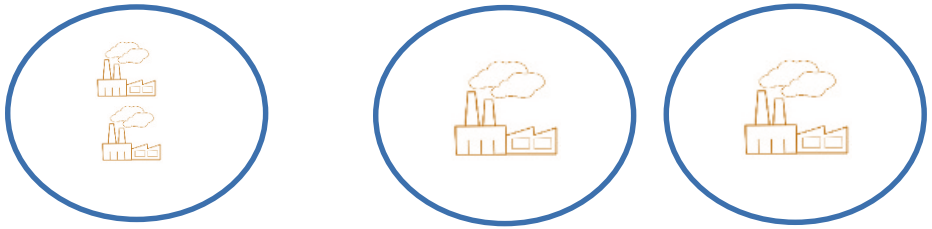
Les EDA stockages sont explicites mais ont également une obligation à programmer





Les EDA explicites et les EDP Soutirages

Les EDA explicites n'ont pas d'obligation à programmer jusqu'à la date I des règles RE MA

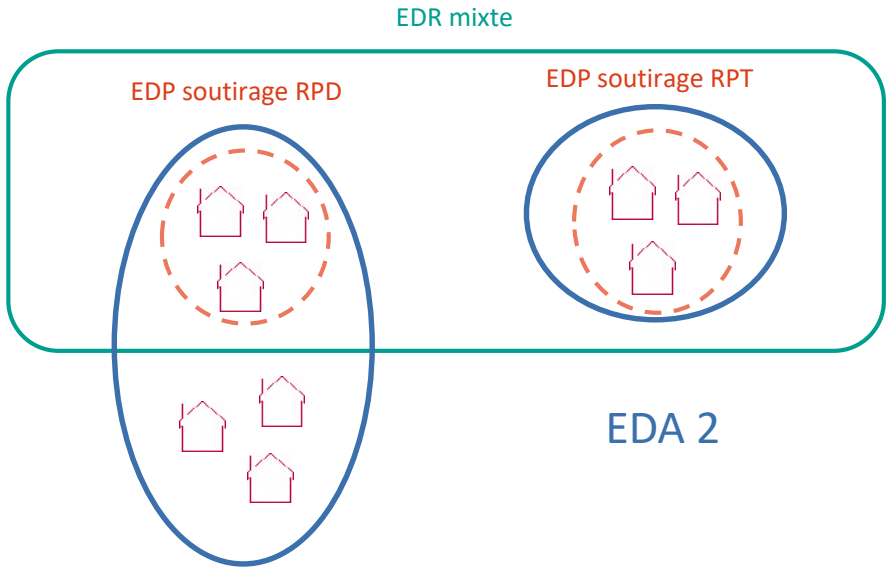


EDA injection explicite 1

EDA 2

EDA 3

Les EDP soutirages ne sont utilisées que pour les Services Système



EDA soutirage

EDA 2

EDA

EDR

EDP sout

Les principales règles à respecter sur les agrégations

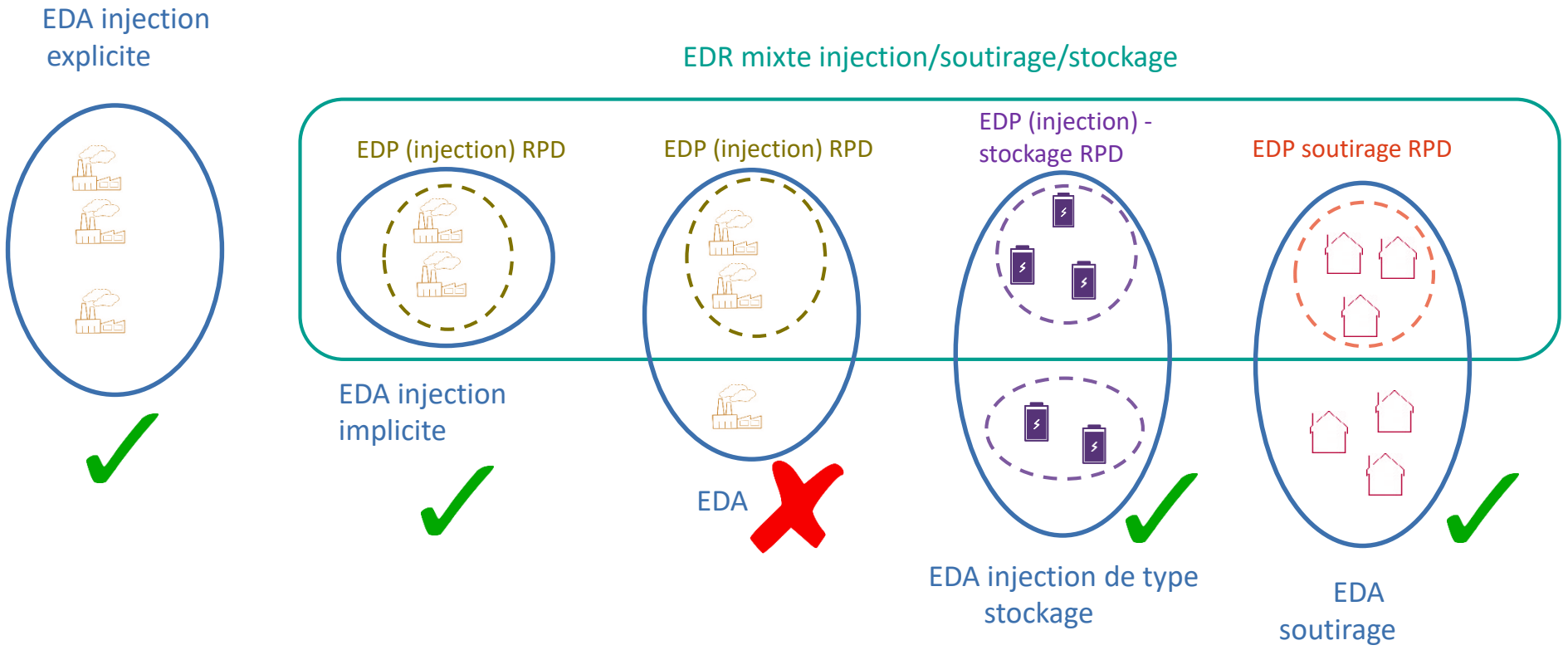
- Les principales règles pour la constitution des EDA/EDP/EDR sont :

  - ✓ Les EDA injection implicites ont une obligation à programmer, donc tous leurs sites doivent être dans une EDP
  - ✓ Les EDA injection explicites n'ont pas d'obligation à programmer jusqu'à la date I des règles RE-MA, leurs sites n'ont pas besoin d'être dans une EDP
  - ✓ Les EDA stockage sont explicites ET doivent programmer. Tous leurs sites doivent appartenir à une EDP
  - ✓ Les EDA soutirage sont explicites et n'ont pas d'obligation à programmer jusqu'à la date I des règles RE-MA. Elles ne contiennent pas d'EDP soutirage mais tous ou certains des sites qui la composent peuvent être dans des EDP soutirage s'ils participent aux SSY
  - ✓ Les EDR sont composées d'EDP injection/soutirage/stockage, et tous leurs sites doivent être dans une EDP



Si les périmètres MA – SSY ne sont pas cohérents, alors RTE ne pourra pas créer ou mettre à jour les EDP donc les EDA/EDR.

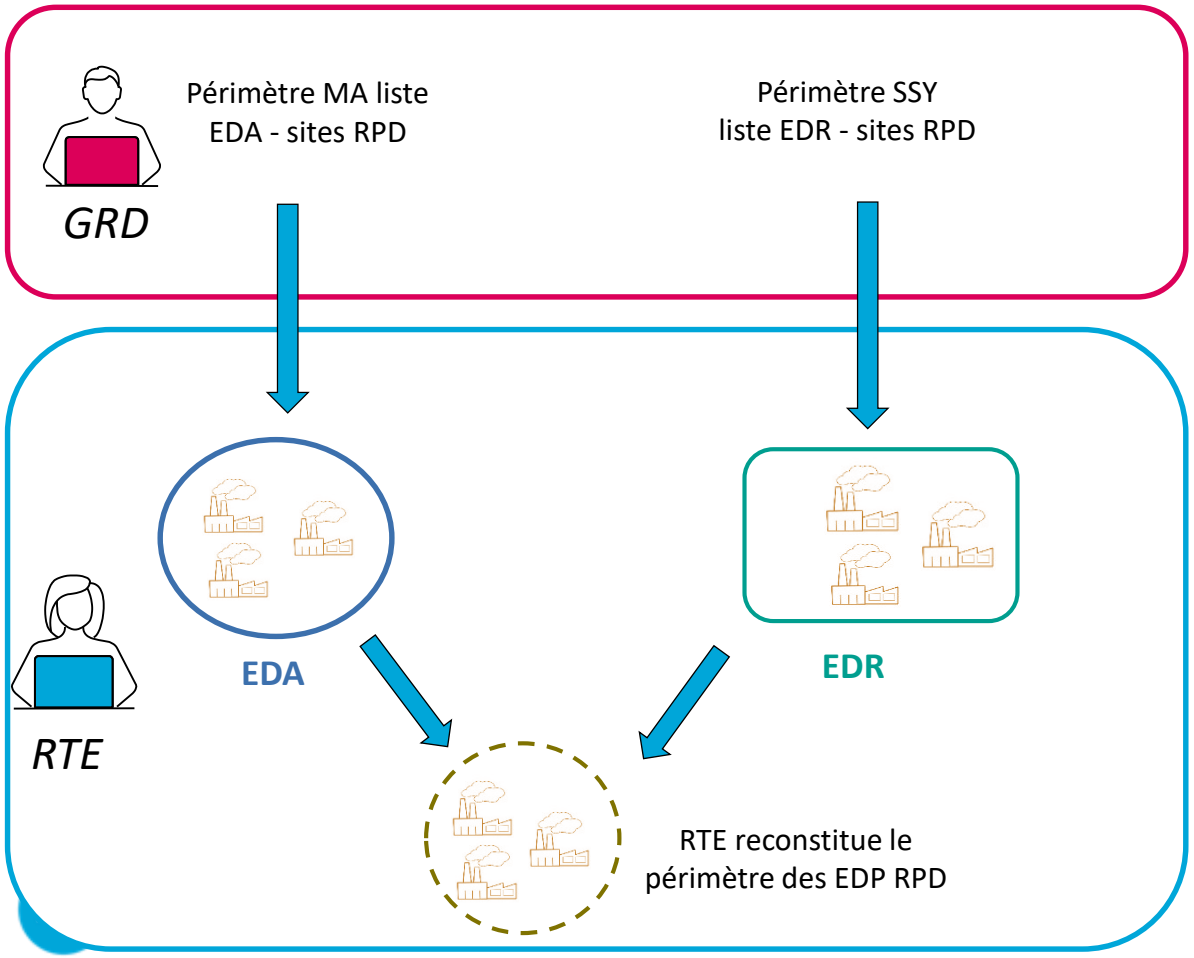
L'EDP, l'entité qui fait le lien entre les MA et les SSY



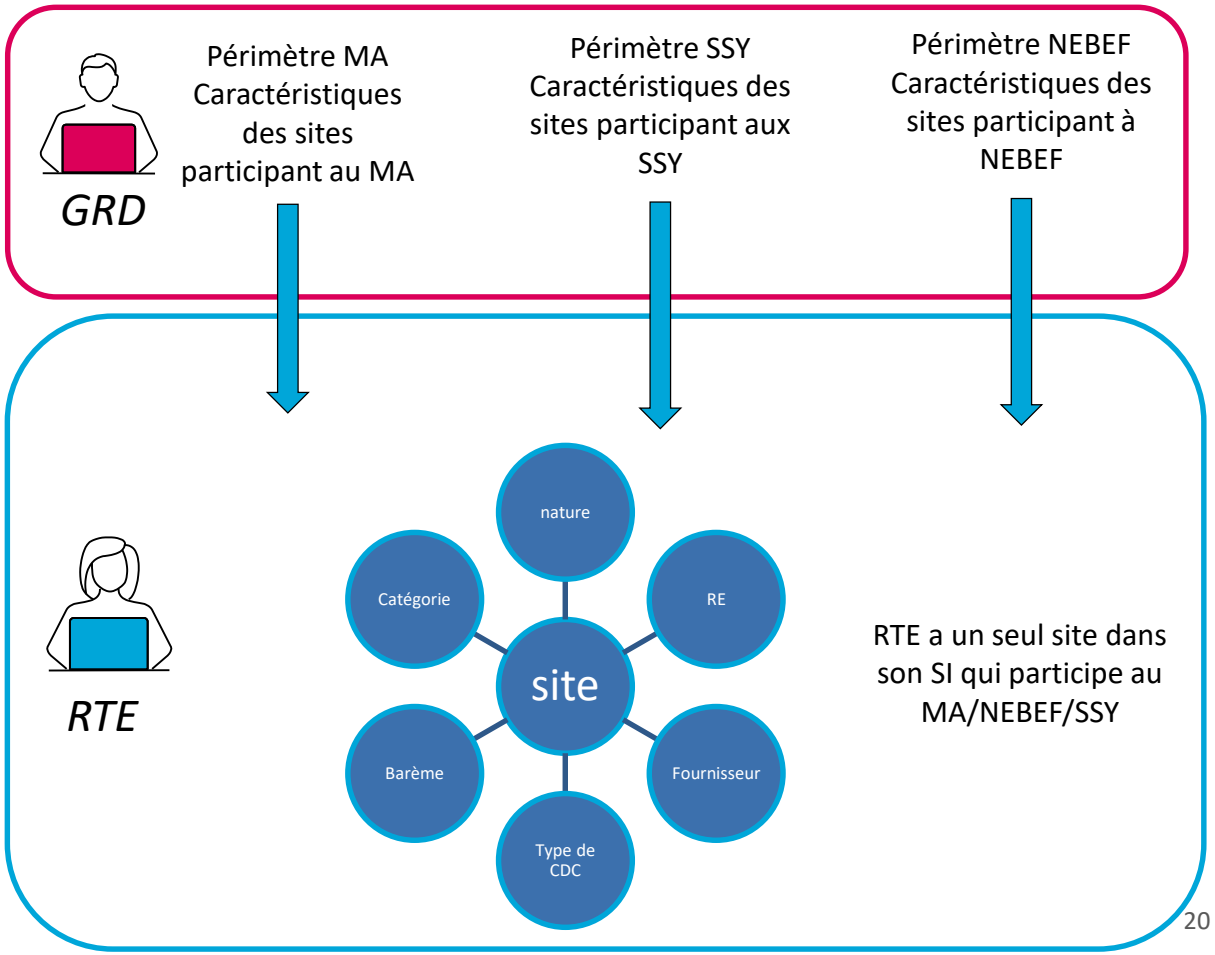


2 grandes complexités dans la constitution des périmètres

RTE doit reconstituer des EDP cohérentes sur le RPD en fonction des périmètres MA et SSY



Les caractéristiques d'un site doivent être cohérentes entre MA, NEBEF et SSY



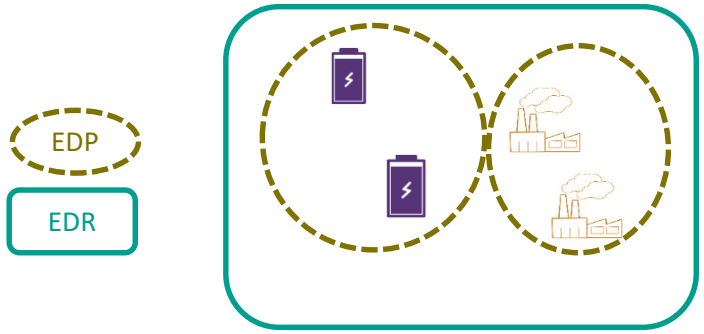
Les principaux cas d'erreur qui peuvent avoir un impact sur votre périmètre RPD

1. Le périmètre reçu par RTE n'est pas conforme au périmètre certifié

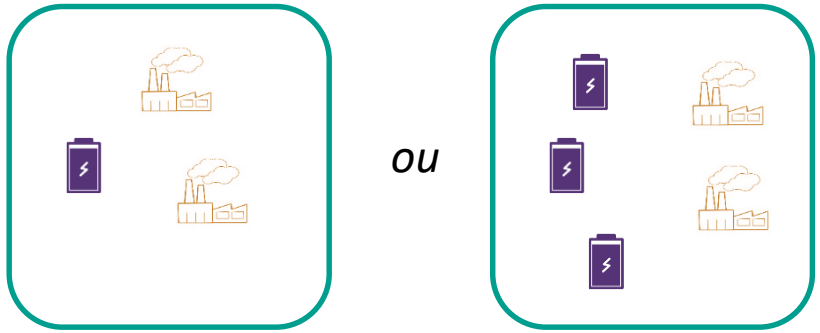
2. Le changement de RE d'un site au sein d'une EDP (injection/stockage) multi sites

3. Une incohérence de périmètre de l'EDP qui participe au MA et aux SSY

Que se passe-t-il si le périmètre déclaré au GRD par un acteur n'est pas conforme à la certification ?



Périmètre certifié par RTE



ou

Périmètre envoyé par le GRD

- RTE certifie une EDR (hors diffus) avec un périmètre en sites défini. Tout ajout ou retrait de site doit faire l'objet d'une recertification
- Les sites RPD rattachés à une EDR sont envoyés tous les mois par les GRDs.
- Le GRD est le référent du périmètre de sites sur le RPD, son envoi fait foi.
  ⇒ Si les sites RPD envoyés par les GRD ne sont pas ceux qui ont été certifiés, le site est rajouté ou sorti de l'EDR

Si le périmètre envoyé n'est pas conforme à la certification, la capacité certifiée est automatiquement réduite aux capacités constructives de l'EDR. Si l'EDR n'a pas de capacités constructives, alors les capacités certifiées sont réduites à zéro

Que se passe-t-il si un site change de RE ou a un RE invalide ?

- 2 postulats :
  - Les EDP injection et stockage doivent être mono RE
  - Tous les sites doivent avoir un RE valide pour pouvoir faire les corrections d'écarts RE

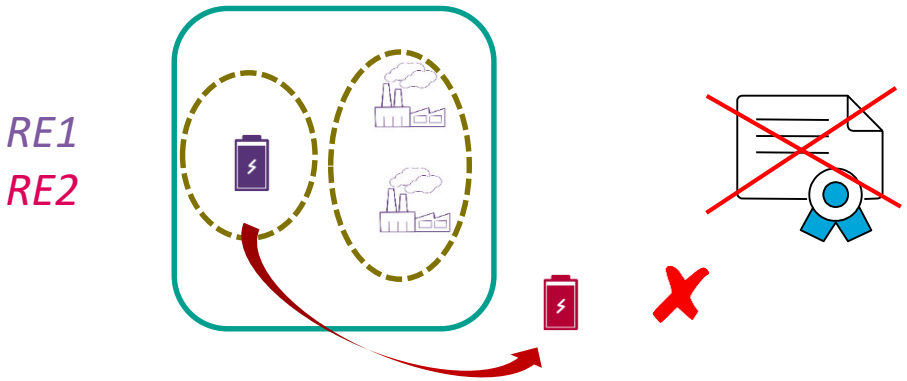
- Les RE peuvent changer tous les mois lors des remontées GRDs

- Dans le modèle simplifié, tous les sites RPD d'une même typologie seront mis dans une EDP injection / stockage / soutirage

Si l'EDP reconstituée par RTE n'est pas mono RE, alors le site sort de l'EDP et de l'EDR. Les capacités certifiées de l'EDR sont réduites à ses capacités constructives.

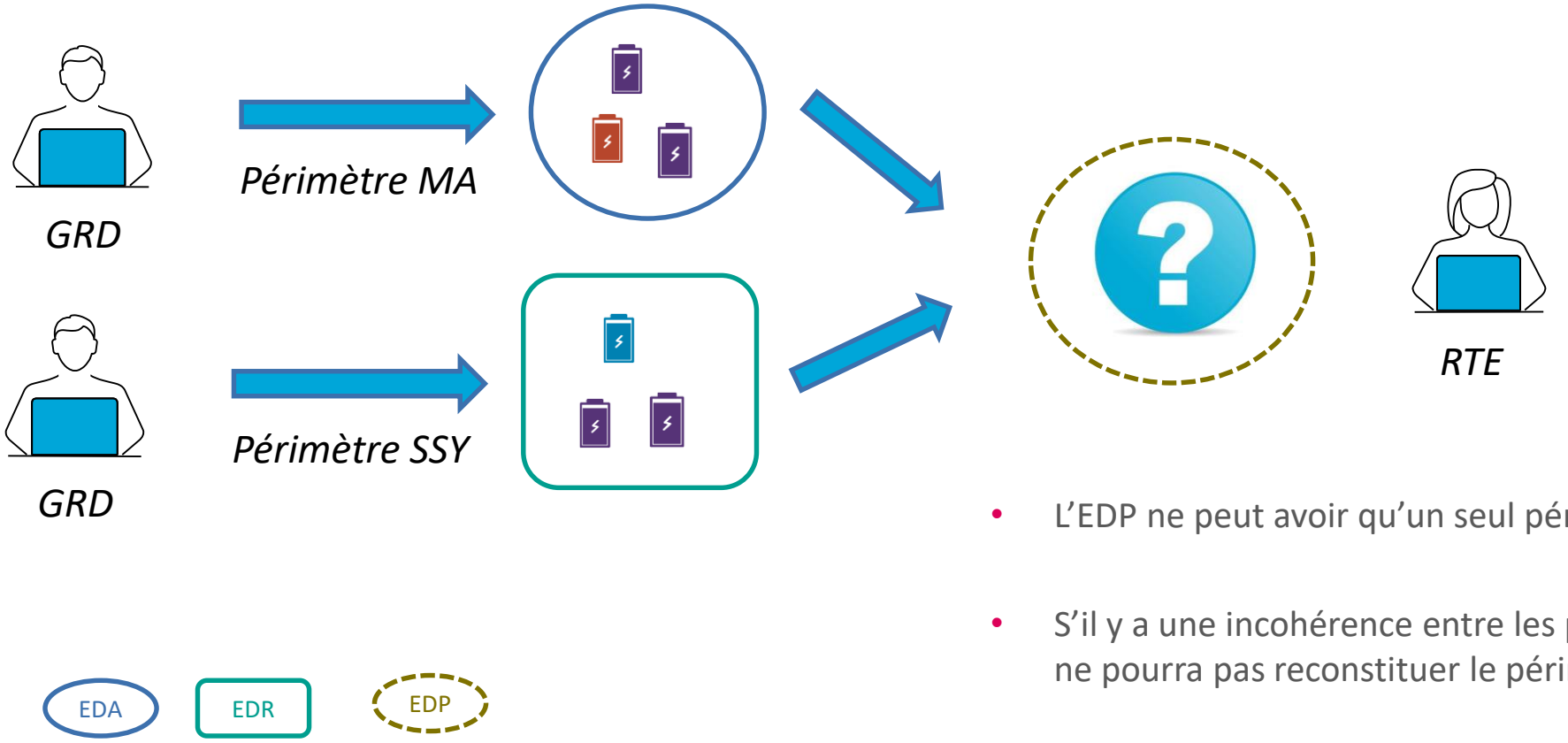


Périmètre certifié par RTE



Périmètre après changement de RE

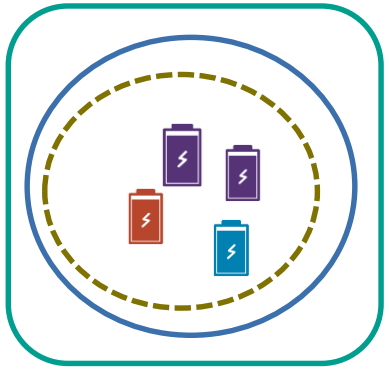
Que se passe-t-il si les EDP faisant à la fois du MA et des SSY n'ont pas une composition en sites cohérente?



- L'EDP ne peut avoir qu'un seul périmètre en site
- S'il y a une incohérence entre les périmètres MA et SSY, RTE ne pourra pas reconstituer le périmètre de l'EDP

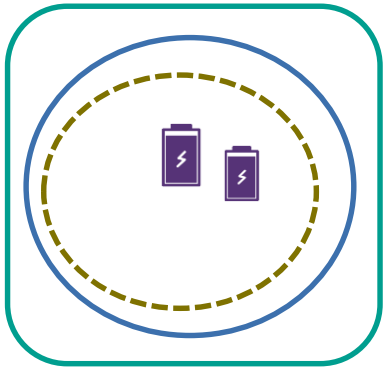
Que se passe-t-il si les EDP faisant à la fois du MA et des SSY n'ont pas une composition en site cohérente?

1



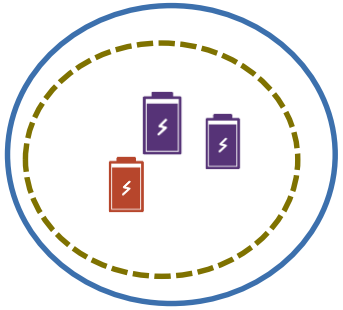
L'EDP est constituée des sites de l'EDA et de l'EDR

2



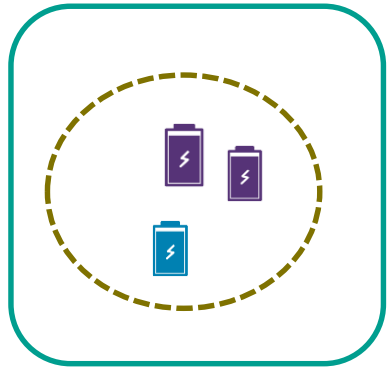
L'EDP est constituée de l'intersection des sites de l'EDA et de l'EDR

3



L'EDP est constituée des sites de l'EDA

4



L'EDP est constituée des sites de l'EDR



Ne correspondent ni au périmètre MA, ni au périmètre SSY

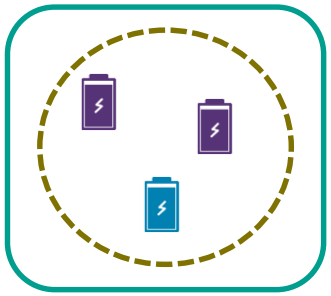


L'EDR doit être recertifiée

✓ Solution retenue

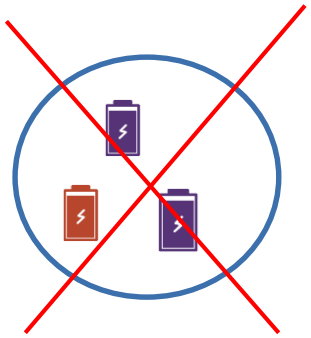
EDA EDR EDP

Quel est l'impact sur le périmètre de l'EDA?



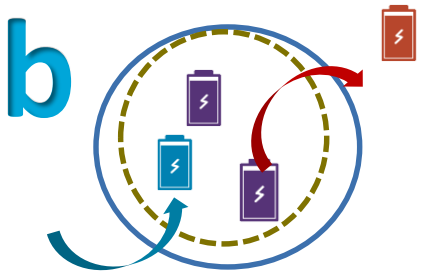
L'EDP est constituée selon le périmètre SSY car le processus de certification est très contraignant
Quelle que soit la solution choisie, le périmètre de l'EDA est impacté car il n'y a qu'une seule EDP utilisée pour les SSY et pour le MA.

a



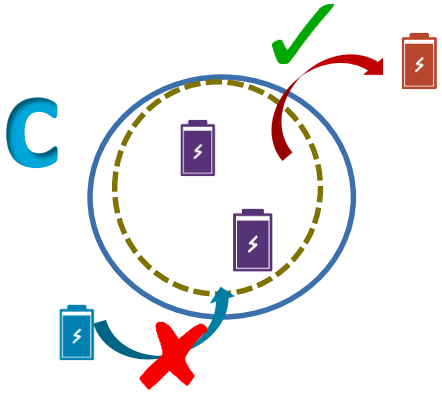
ou

b



ou

c



Soit l'EDA est rejetée et ne peut pas participer au MA

Soit le périmètre de l'EDA est modifié en cohérence avec celui de l'EDP

Soit le périmètre de l'EDA est modifié en cohérence avec celui de l'EDP : des sites peuvent être retirés de l'EDA mais aucun site ne peut être rajouté

Impacts éventuels sur la RR-RC, MECAPA, l'AOE

Des sites peuvent être ajoutés à l'EDA sans l'accord du site à faire du MA, sans avoir la garantie que le GRD peut envoyer la courbe de charge

Faisabilité en cours d'étude

EDA EDR EDP

Cette disposition sera introduite dans les règles SSYv7.1

- Pour éviter ces problèmes de cohérences de périmètre, n'hésitez pas à **solliciter RTE en amont**.

- **Proposition de rédaction dans les règles SSY v7.1**
  - Article 4.3.2 « Modification par RTE » dans la section « Modification du Périmètre de Réserve »

Si un ou plusieurs Sites font partie conjointement d'une Entité de Réserve et d'une Entité d'Ajustement, et que RTE n'est pas en mesure de reconstituer la composition en Sites d'une Entité de Programmation compatible avec cette Entité de Réserve et cette Entité d'Ajustement, alors la composition en Sites de l'Entité de Programmation est déterminée de façon à ne pas modifier le Périmètre en Sites de l'Entité de Réserve. RTE peut modifier la composition en Sites de l'Entité d'Ajustement pour qu'elle soit en cohérence avec celle de l'Entité de Programmation, ou si ce n'est pas possible, RTE peut suspendre l'Entité d'Ajustement tant que les périmètres ne sont pas compatibles.

Fréquence de mise à jour des périmètres

- Actuellement :
  - les EDR sont créées n'importe quel jour du mois
  - Les règles MA-RE précisent que les changements de périmètre de programmation prennent effet le 1er du mois
  - Les EDA et les EDE ne changent qu'un 1er du mois

- Pour mettre en place les EDR mixtes, RTE doit avoir un référentiel cohérent entre les différents mécanismes. Un changement en cours de mois sur une EDR peut avoir des impacts sur le MA ou sur NEBEF.
- RTE doit donc restreindre la fréquence de mise à jour de la composition en sites des EDR
- Les mises à jour de volume certifié et FAT sans impact sur la composition en sites de l'EDR pourront être faits n'importe quel jour du mois

Composition de l'EDR en sites	Création	Mise à jour
Tous les sites sont RPT et ne font que des SSYf	N'importe quel jour du mois	N'importe quel jour du mois
Tous les sites sont RPT et au moins un site fait des SSYf et du MA	N'importe quel jour du mois	1er jour du mois
Au moins un site est RPD, et tous les sites RPD font seulement des SSYf	N'importe quel jour du mois	1er jour du mois
Au moins un site RPD qui fait des SSYf et MA et/ou NEBEF	1er jour du mois	1er jour du mois

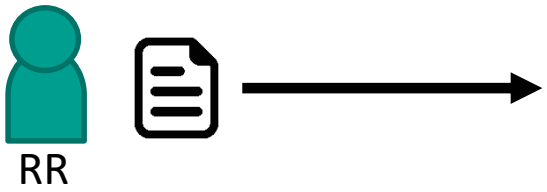
Tests acteur EDR mixtes

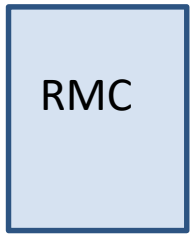
- Un seul acteur a manifesté le souhait de participer aux tests acteurs EDR mixtes. Ce sujet ne sera pas abordé en GT mais en bilatérale

Rappel sur les Clés de répartition

- **Définition** :

  Fichier transmis par les RR pour chacune de ses EDR de plus d'un site, indiquant la répartition de l'énergie RP et RS parmi les sites rattachés à une EDR





FO de RTE

- 1 seul fichier pour l'ensemble des EDR du RR
- Le fichier peut être envoyé N fois

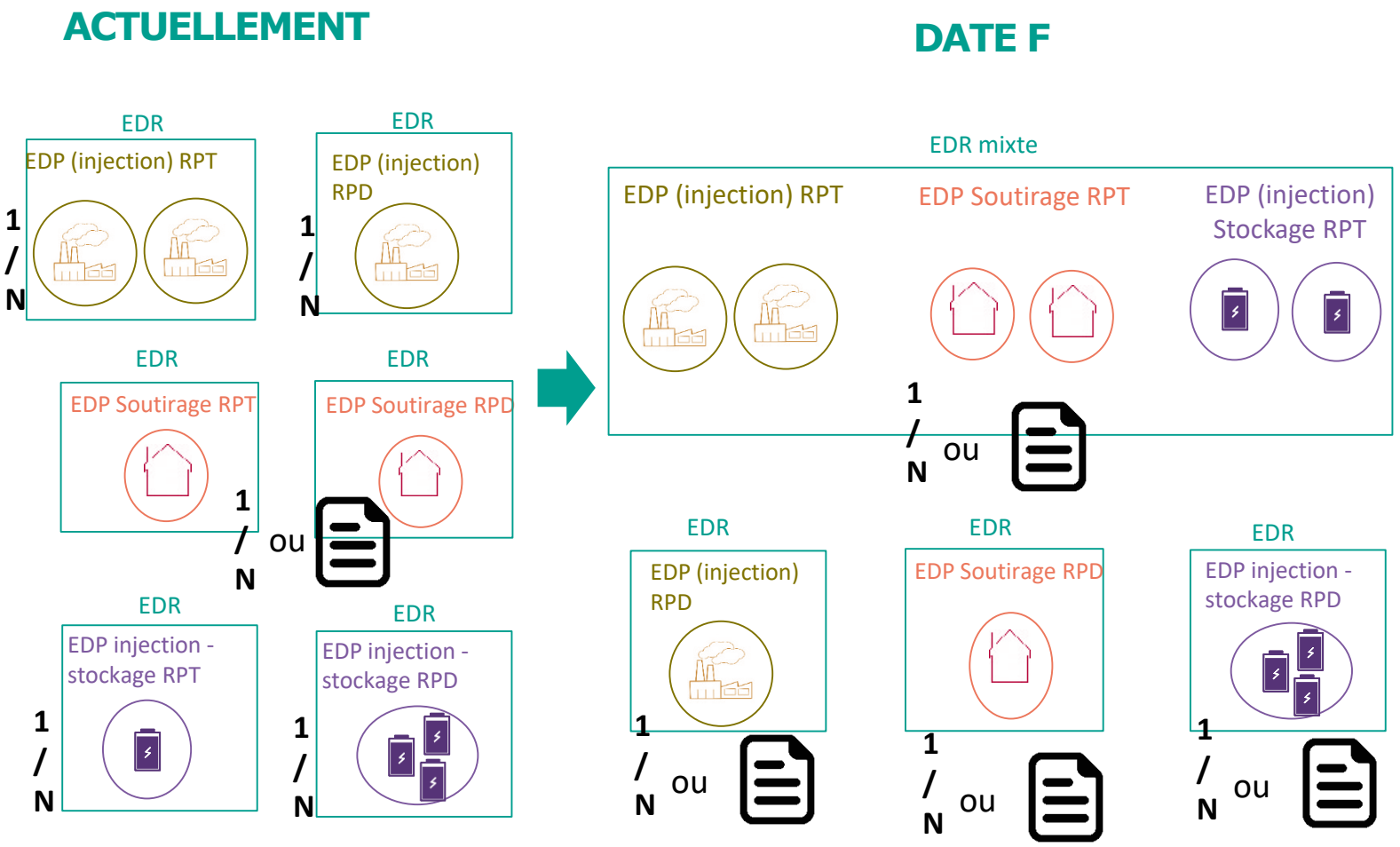
Les règles de Gestion sur les clés de répartition sont décrites dans les règles SSY au paragraphe

13.2 Calcul des énergies de réglage à la maille site

- **Exemple de fichier**

Pas de temps	Code de l'EDR	Code du site	% RP du site 1/1 à la RP de l'EDR sur ce pas de temps	% RS du site 1/1 à la RS de l'EDR sur ce pas de temps
Date	20220630			
pos	code_edr	code_site	cle_repartition_RP	cle_repartition_RS
1	EDR1	site1	0.3333	0.5
2	EDR1	site1	0.3333	0.5
3	EDR1	site1	0.3333	0.5
1	EDR1	site2	0.3333	0.5
2	EDR1	site2	0.3333	0.5
3	EDR1	site2	0.3333	0.5
1	EDR1	site3	0.3334	
2	EDR1	site3	0.3334	
3	EDR1	site3	0.3334	
1	EDR2	site4	0.1667	0.3333
2	EDR2	site4	0.1667	0.3333
3	EDR2	site4	0.1667	0.3333

Evolution du périmètre



- **Avant la date F**

- Le RR peut envoyer des clés de répartition uniquement pour les EDR constituées de Sites de Soutirage.

- Les autres EDR appliquent le 1/N où N est le nombre de Sites constitutifs de l'Entité de Réserve

- **Après la date F**

L'envoi de clés de répartition est ouvert à toutes les Entités de Réserve mais il est facultatif.

Au-delà d'une centaine de sites pour une EDR, il est recommandé de ne pas envoyer de clé de répartition, mais d'appliquer le 1/N.

Il n'est pas possible d'envoyer des clés de répartition pour les EDR diffuses.

Règles de gestion des Clés de répartition

Valeur des clés

- Pour chaque EDR, pour chaque pas 5 min, la somme des valeurs doit être égale à 1
- En cas de participation exclusive à la hausse ou exclusive à la baisse, les valeurs doivent être comprise entre 0 et 1
- En cas de participation à la fois à la hausse et à la baisse de l'EDR sur un même pas de temps, les valeurs des clés sont comprises entre -1 et 2

Envoi du fichier

- En cas de non envoi de clé de répartition, la règle du 1/N s'applique
- Le RR transmet les clés au plus tard 2 min après la fin du pas 30 min
- L'acteur qui transmet le fichier doit être autorisé à envoyer des clés de répartition

Format du fichier

- Format attendu CSV
- Présence des lignes d'en-tête conformément aux spécifications
- Séparateur point-virgule utilisé pour séparer les champs
- Le nombre de pas attendu est compris entre 1 et 288 (hormis jours chgt heure)

Contrôles mis en place

	Cas de non conformité aux règles de gestion	Traitement opéré
Valeur des clés 	La valeur des clés ne se situe pas entre -1 et +2	La règle du 1/N s'applique
	Pour une EDR, un type de réglage et un pas donnés, des clés sont renseignées pour une partie des sites, mais pas la totalité	La clé est considérée nulle pour les sites manquants sur le type de réglage et le pas donnés
	Pour une EDR, un type de réglage et un pas donnés, la somme des clés de répartition ne fait pas 1	Pour le type de réglage et le pas donnés, les clés pour cette EDR ne sont pas prises en compte et la règle du 1/N s'applique
	Si un site n'appartient pas à l'EDR	Les clés pour ce pas ne sont pas prises en compte et la règle du 1/N s'applique
	Valeur au dela de 4 chiffres après la virgule	Arrondi à 4 chiffres après la virgule
Envoi du fichier 	Envoi des clés au dela de 2 min après la fin du pas 30 min	Les clés ne seront pas prises en compte dans le calcul temps réel. Mais un calcul ex-post sera déclenché qui prendra en compte les clés envoyées
	Nouvel envoi du fichier avec la même date et heure que l'envoi précédent	Rejet du fichier
	Le responsable de réserve n'est pas autorisé à envoyer de clés	Rejet du fichier
Format du fichier 	Format du fichier non conforme	Rejet du fichier
	Dépassement du nombre de pas de temps prévu	Rejet du fichier

Exemple de ventilation

- **Enoncé du cas**

Pour une même EDR, sur un même pas de temps, les sites participent à la RP à la fois à la hausse et à la baisse, à hauteur de :

50 MWh à la hausse

25 MWh à la baisse

- **Répartition de l'énergie via les clés de répartition**

Site	RE	Clés RP	Energie RP à la hausse	Energie RP à la baisse
1	A	0.25	12,5 MWh	6,25 MWh
2	A	0.25	12,5 MWh	6,25 MWh
3	B	0.10	5 MWh	2,5 MWh
4	B	0.40	20 MWh	10 MWh

La somme des clés pour la RP est bien égale à 1

- **Bilan des ventilations par RE**

RE	Energie RP hausse	Energie RP baisse
A	25 MWh	12,5 MWh
B	25 MWh	12,5 MWh

3 EnR variables et capacités constructives de réglage de la fréquence

Cadre réglementaire

- Les capacités constructives sont définies dans le **Code RfG** pour les unités de production synchrone et asynchrone, ce code prévoit des exigences techniques dites (i) exhaustives et (ii) non exhaustives. **Le code RfG ne fait pas de distinction entre production variable et non variable et s'applique donc à tout type d'unité production.**

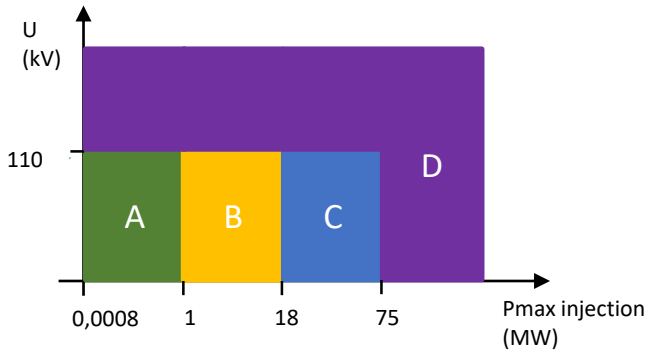
- Les exigences dites « non exhaustives » sont précisées en droit français dans **l'arrêté du 9 juin 2020** relatif aux prescriptions techniques de conception et de fonctionnement pour le raccordement aux réseaux d'électricité entré en vigueur 26 Juin 2020.

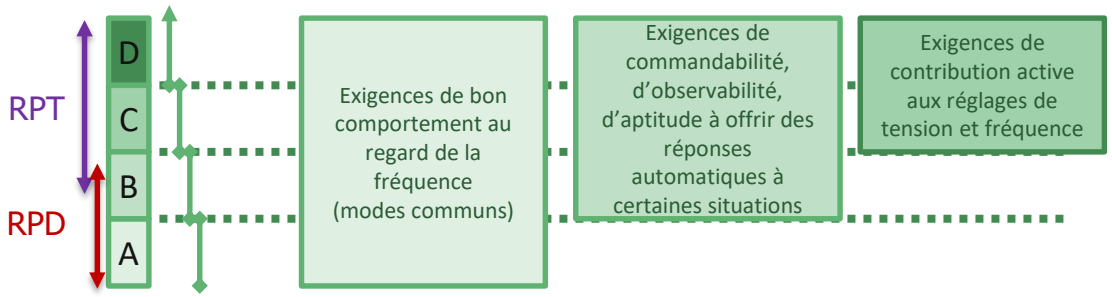
- Cet arrêté a remplacé l'arrêté du **23 avril 2008 qui excluait explicitement des obligations de capacité constructive de réglage de la fréquence, les installations de production** qui mettent en œuvre de l'énergie fatale telles que les fermes éoliennes, les centrales hydrauliques « fil de l'eau » et les usines de valorisation des déchets.

- Ces exigences sont ensuite plus précisément définies **dans la DTR** de RTE au sein des **cahiers des charges capacités constructives**, qui distingue les unités de production synchrone (§8.3.2), des unités de production non synchrones (§8.3.1) et le stockage (§8.3.4**). Le cahier des charges pour les unités de production non synchrones a fait l'objet d'une consultation publique au printemps 2019.**

- **Les obligations de capacité constructive de réglage de la fréquence s'appliquent à tous les nouvelles unités (dont la PTF a été signée après le 26 Juin 2020) et aux existantes en cas de modification substantielle.**

- Les exigences techniques sont croissantes en fonction de la capacité installée d'un groupe et de sa tension de raccordement de référence :





Impact sur la participation aux marchés (cadre en vigueur)

- Le code de l'énergie (article L.321-11, alinéa 4) prévoit que :

« ***Tout producteur dont les installations disposent d'une capacité constructive de réglage de la fréquence ou de la tension met,*** *en application de l'article L. 342-5,* ***cette capacité à la disposition du gestionnaire du réseau public de transport****, selon des modalités de participation et des règles de détermination de la rémunération fondées sur des critères objectifs et non discriminatoires, qui sont élaborées et publiées par le gestionnaire du réseau public de transport. »*

- De l'obligation de capacité constructive de réglage de la fréquence découle donc **une obligation de mise à disposition de RTE de ces capacités en exploitation par la participation aux marchés :**
  - Pour la réserve primaire : appel d'offres journalier en J-1 8h , produit 4 heures symétrique
  - Pour la réserve secondaire :
    - A date contractualisation par prescriptions des producteurs obligés : répartition en J-1 17h du besoin de RTE en réserve secondaire proportionnellement au programme prévisionnel de production des producteurs obligés, obligation symétrique au pas 30 min
    - A la cible : appel d'offres journalier en J-1 9h, produit 1h asymétrique
  - **Le volume à déposer porte sur la valeur de la capacité constructive totale de l'unité sauf dans le cas d'une production prévisionnelle inférieure au minimum technique**

- Dans le cas où une unité est soumise à une obligation de capacités constructives de réserve primaire et de réserve secondaire **les deux exigences s'additionnent et les puissances respectives doivent être proposées à chacun des appels d'offres.**

- Les offres aux appels d'offres étant au MW et dans la mesure où l'obligation de capacité constructive en réglage de fréquence porte sur :
  - 2,5 % Pmax de l'unité pour la FCR (unité de type C, D)
  - 4,5 % Pmax de l'unité pour l'aFRR (unité de type D raccordées en HTB2 ou HTB3)

L'obligation d'offrir la puissance correspondante à l'obligation de capacités constructives concerne :

- **Pour la réserve primaire les unités à partir du type C de plus de 40 MW**
- **Pour la réserve secondaire les unités à partir du type D de plus de 23 MW**

Modalités de participation aux marchés

- Pour participer aux marchés de services système fréquence les conditions suivantes sont à remplir:

  - **L'unité doit rejoindre une entité de réserve (EDR)** et le **périmètre de réserve d'un responsable de réserve (RR)** ie d'une signataire d'un accord de participation aux règles services système fréquence

  - Le titulaire du CART d'une unité soumise à une obligation de capacité constructive de réglage de la fréquence peut :
    - Soit devenir lui-même RR en signant un accord de participation aux règles SSYf fréquence afin de mettre à disposition de RTE ses capacités constructives
    - Soit signer un accord de délégation (annexe 18 des règles SSY v7.1) de mise à disposition de ses capacités constructives à un responsable de réserve tiers

  - **Toute la production non synchrone (PV et éolien) derrière un même point de raccordement constituant une unique unité sur laquelle s'applique l'obligation de capacités constructives, l'unité entière doit être incluse dans une même et unique EDR d'un même et unique RR**

  - Le responsable de réserve ayant dans son périmètre l'EDR contenant l'unité doit :
    - Mettre à disposition la capacité constructive de réserve primaire de l'unité en **déposant des offres sur la plateforme Regelleistung** pour l'AO FCR
    - Mettre à disposition la capacité constructive de réserve secondaire de l'unité en :
      - Envoyant un fichier PAP/PAP2 pour le calcul des prescriptions de réserve secondaire
      - Ou le cas échéant en **déposant des offres sur la plateforme RACOON** pour l'AO aFRR
    - **Les offres étant à la maille RR les obligations de capacité constructives peuvent être remplies avec d'autres EDR du périmètre du RR.**

4 Projet MARS / PICASSO

Actualités sur le projet MARS - PICASSO

- Plateforme PICASSO
  - Connexion réussie des GRTs allemands et autrichien à la plateforme PICASSO le 22 juin
  - Echanges d'aFRR avec CEPS via la plateforme PICASSO
  - Les données d'aFRR sont disponibles sur le site web de TransnetBW : PICASSO | TransnetBW GmbH.
  - Un REX sur les prix pourra être présenté en GT à la rentrée

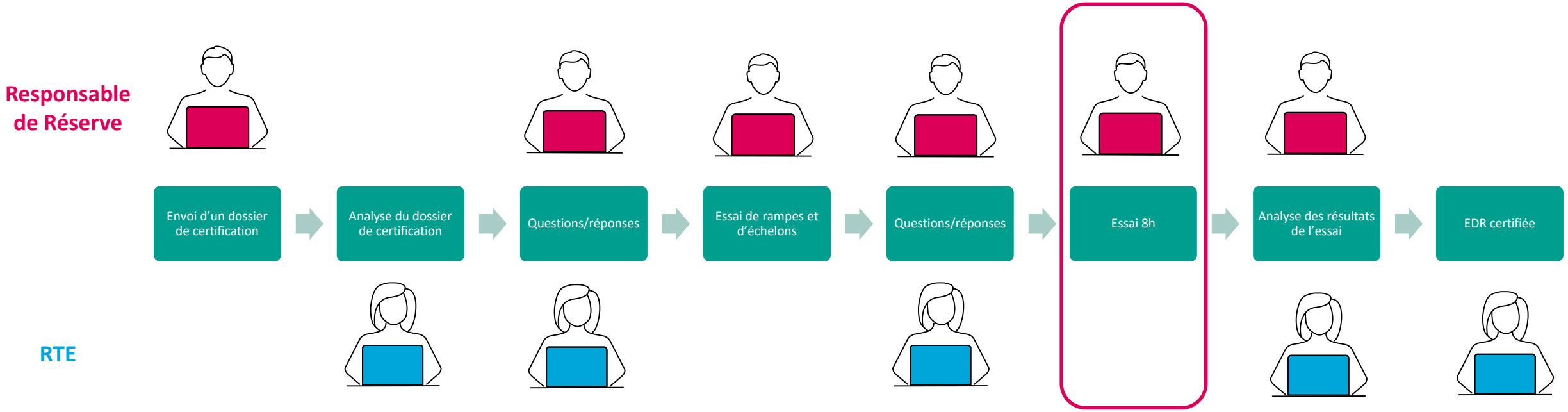
- Tests acteurs
  - Pas de nouvelles informations disponibles sur les tests acteurs, prévus en T4 2022
  - Si les dates exactes des tests sont disponibles avant le GT SSYf prévu le 22 septembre, elles seront communiquées par mail.

Informations sur le planning StanWay

- **Jalons du projet StanWay**
  - **Go-live du nouveau SCADA** de RTE (StanWay) prévu en **mars 2023**
  - Objectif que StanWay et son écosystème soient prêts pour **janvier 2023**
  - Test de « **Pré-mise en service StanWay-AGC** » à planifier **courant T4-2022**
    - ✓ Planification du test :
      - Les pré-requis techniques doivent être disponibles et les conditions d'exploitation réunies pour dérouler le test
      - Cible visée par RTE : octobre 2022
    - ✓ Consistance fonctionnelle du test :
      - Bascule sur StanWay-AGC, envoi du niveau à l'ensemble des EDR par StanWay pendant quelques heures, puis retour arrière au SCADA actuel
      - Fonctionnement de StanWay en prorata généralisé
    - ✓ La réussite de ce test un pré-requis pour le démarrage de la phase d'exploitation sous contrôle de StanWay en mars 2023
    - ✓ Les responsables de réserve seront informés par email de la planification et mise en œuvre du test
      - **Pas d'action particulière attendue par les acteurs lors du déroulé du test par RTE**

- **Coordination avec les acteurs**
  - **Communications RTE** adressées via l'adresse générique rte-projet-mars-tcd@rte-france.com
  - **Bilatérales** à organiser avec les acteurs pour recueillir les adresses mails auxquelles adresser les communications relatives à l'organisation de ce test StanWay et valider (si besoin) certaines configurations téléconduite

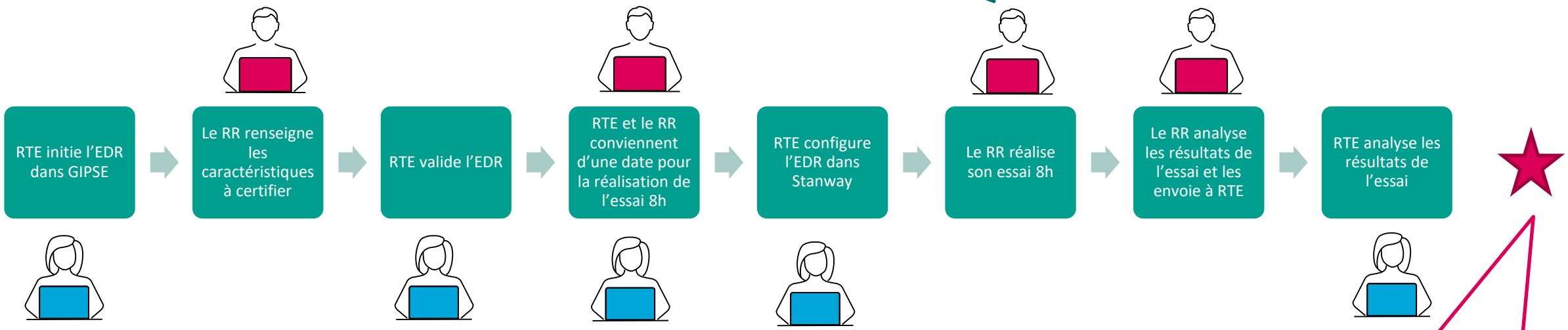
Le processus de certification de la réserve secondaire évolue avec l'arrivée du nouveau SCADA de RTE « Stanway »



- Aujourd'hui un responsable de réserve peut réaliser son essai 8 heures en autonomie, après avoir averti RTE, **du moment que la réception du niveau N est configurée pour son EDR** et que les téléinformations remontent bien à RTE.
- Une fois le passage au niveau individualisé dans Stanway, **une EDR recevra un niveau non nul** seulement sous les conditions cumulatives suivantes :
  - L'EDR est configurée dans Stanway ;
  - L'EDR a un programme de marche non nul en réserve secondaire ;
  - L'EDR est associée à une offre en énergie de réserve secondaire dans le cas où le mode d'activation est Merit Order et il a été retenu dans l'interclassement.

Primo certification en réserve secondaire d'une EDR

- Programmer l'EDR aux valeurs de réserve secondaire à certifier
- Proposer des offres sur TOPNIVEAU associées à cette EDR à un prix permettant à l'EDR d'être activée et avec la FAT à certifier



Les GRDs devront avoir envoyé les sites RPD

L'EDR est certifiée, l'acteur pourra à partir de J+1 valoriser sa capacité, programmer et soumettre des offres en énergie pour les périodes de validité à partir de J+2

Rémunération de la primo certification en réserve secondaire d'une EDR

Rémunération de l'essai 8h

- Le responsable de réserve est rémunéré pour l'énergie fournie lors de cet essai 8 heures selon les règles SSY en vigueur, mais pas pour la part capacitaire
- En cas de non réussite de l'essai 8 heures, le programme de l'EDR en réserve secondaire est mis à 0 a posteriori par SAM.
- Dans le cas d'un échec de l'essai 8 heures RTE et le responsable de réserve s'accordent pour la réalisation d'un nouvel essai

Engagements de l'acteur

- Le RR s'engage à
  - Ne pas valoriser sa capacité tant que la certification n'est pas finalisée
  - Ne pas programmer de réserve secondaire en dehors de l'essai 8h, tant que la certification n'est pas validée par RTE

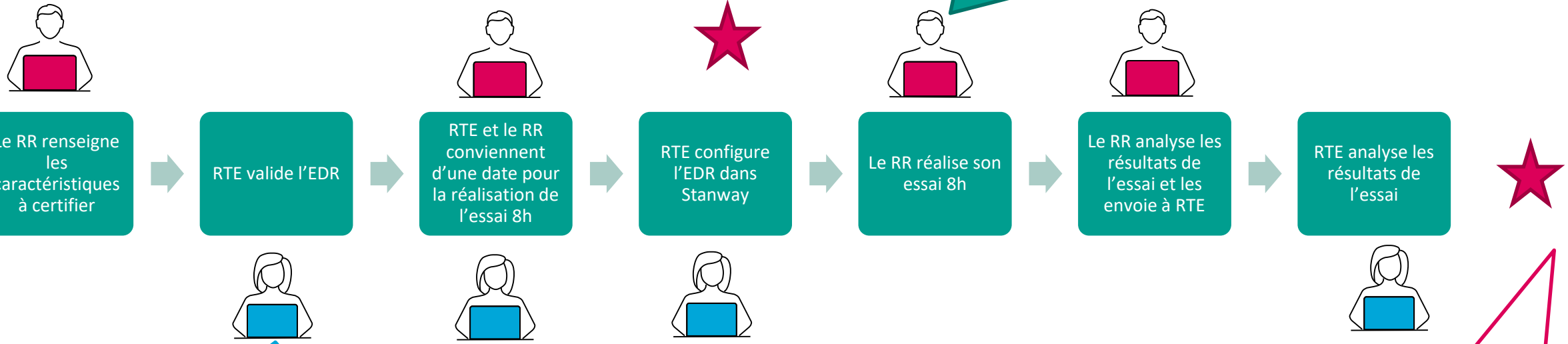


Si le RR déroge à ces engagements, la certification de l'EDR est suspendue pendant une durée de x mois

Evolution de la certification en réserve secondaire d'une EDR déjà certifiée

L'EDR pourra être activée avec sa nouvelle FAT pendant les transitoires (changement de PM, désactivation), même si l'offre en énergie est envoyée avec l'ancienne FAT

- Programmer l'EDR aux nouvelles valeurs de réserve secondaire à certifier
- Proposer des offres sur TOPNIVEAU associées à cette EDR, à un prix permettant à l'EDR d'être activée, et avec le volume et la FAT à certifier



Les GRDs devront avoir envoyé les sites RPD s'il y a un changement du périmètre en sites RPD de l'EDR

L'EDR est certifiée, l'acteur pourra à partir de J+1 valoriser sa capacité, programmer et soumettre des offres en énergie pour les périodes de validité à partir de J+2

Rémunération des évolutions de certification

Rémunération de l'essai 8h

- Le responsable de réserve est rémunéré pour l'énergie fournie lors de cet essai 8 heures selon les règles SSY en vigueur, mais pas pour la part capacitaire
- En cas de non réussite de l'essai 8 heures, le programme de l'EDR en réserve secondaire est mis en cohérence a posteriori par SAM.
- Dans le cas d'un échec de l'essai 8 heures RTE et le responsable de réserve s'accordent pour la réalisation d'un nouvel essai

Engagements de l'acteur

- Le RR s'engage à
  - Ne pas valoriser sa nouvelle capacité tant que la certification n'est pas finalisée
  - Ne pas programmer ses nouveaux volumes de réserve secondaire en dehors de l'essai 8h, tant que la certification n'est pas validée par RTE



Si le RR déroge à ces engagements, la certification de l'EDR est suspendue pendant une durée de x mois

6 Evolution calcul de prescription et backup FCR

Reprise des prescriptions dans RACOON

Modifications proposées pour le calcul et l'envoi des prescriptions:

- **Fin de l'utilisation des fichiers PAP/PAP2** : RTE récupère la production apte (puissance active P0) via les PA déclarés dans TOPASE des EDP injection RPT avec capacités constructives (respectivement pour la RP et pour la RS)
  - Le volume de besoin est réparti au prorata de la production apte programmée
  - L'obligation du responsable de réserve ne peut pas dépasser la somme de ses capacités certifiées
  - Modalités en cours d'étude pour les inaptitudes temporaires (art 6.5.2 – période de crue ou acteur avec moins de 5 EDR)

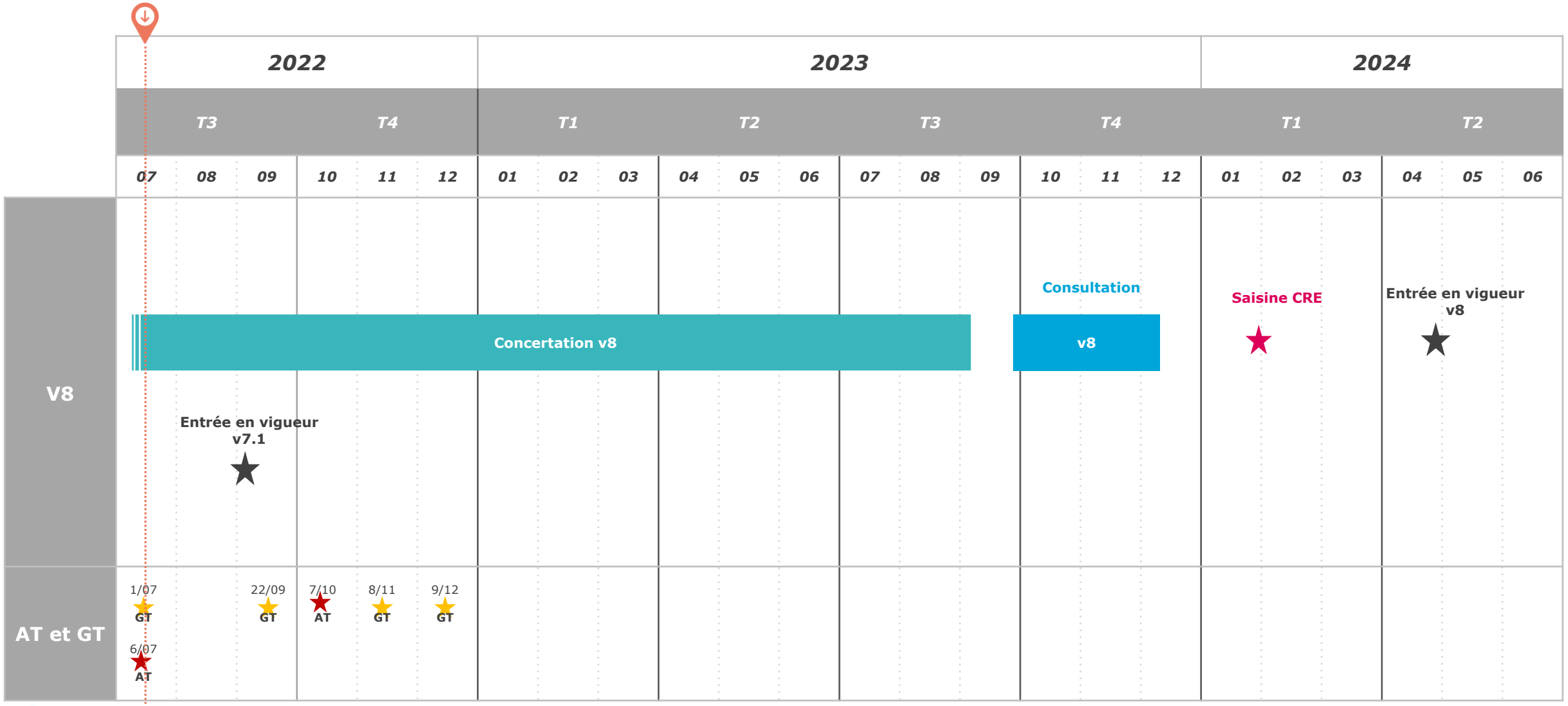
- **Fin de l'envoi des prescriptions par email**:
  - Mise à disposition des fichiers de prescriptions par API depuis RACOON (indicatives avant 13h30 et définitives avant 18h)
  - Format de fichier identique avec suppression de l'envoi du ratio besoin RTE/prod apte totale
  - Arrêt de la mise à dispo des prescriptions (nulles) de FCR en mode nominal AO après la reprise de l'AO aFRR
  - Arrêt de l'envoi des prescriptions indicatives suite à l'implémentation du guichet de secours de FCR

- Planning prévisionnel:
  - Reprise de l'AO FCR et des prescriptions dans RACOON: **T1 2023**
  - Guichet de secours pour l'AO FCR: **S1 2024**

7 Revue des évolutions ISP15

7.1 Revue des évolutions des règles SSYf

Planning indicatif des règles v8



Impacts du projet ISP15

Sujet	Modalités actuelles	Modifications proposées des règles
Prescription	- Fichier PAP au pas 30 minutes actuellement - Pas de description dans les règles sur comment est calculée la prescription si le programme d'appel n'est pas constant sur 30 minutes	✓ **Maintien de la prescription au pas 30 minutes** ✓ Calcul de la répartition de la prescription à partir de la **moyenne des programmes d'appel en P0 sur le pas 30 minutes concerné**
Programmation	- Renvoi aux règles MA RE pour la programmation des services système qui permettent une programmation au pas 5', 15', 30'	✓ Maintien du renvoi aux règles MA RE pour la programmation : passage du pas de programmation, y compris sur la partie services système du quintuplet, à 5' ou 15' ✓ **Ajout proposé : obligation d'avoir un programme d'appel en SSYf constant sur 15 min (cf slide dédiée)**
Notification d'échange de réserve	- Maille des NER de 30 minutes actuellement - Calcul du bilan journalier d'échanges au pas 30 minutes - Calcul de l'encours relatif aux NER au pas 30 minutes	✓ **Passage de la granularité des NER à 15 minutes** ✓ Adaptation du calcul du bilan journalier d'échanges au pas 15 minutes ✓ Réinterrogation du processus de suivi d'encours relatif aux échanges de réserve au pas 15 minutes
AO capacités	- Pas d'évolution du pas des appel d'offres: engagement sur 4 heures pour la réserve primaire et sur 1 heure pour la réserve secondaire	✓ **Adaptation des publications sur Portail Services** à l'ISP15 : Publication des résultats généraux (volumes retenus et prix) et du besoin de RTE au pas 15 min ✓ Maintien de la publication des résultats des AO sur Regelleistung et RACOON au pas 4h et 1h

Impacts du projet ISP15

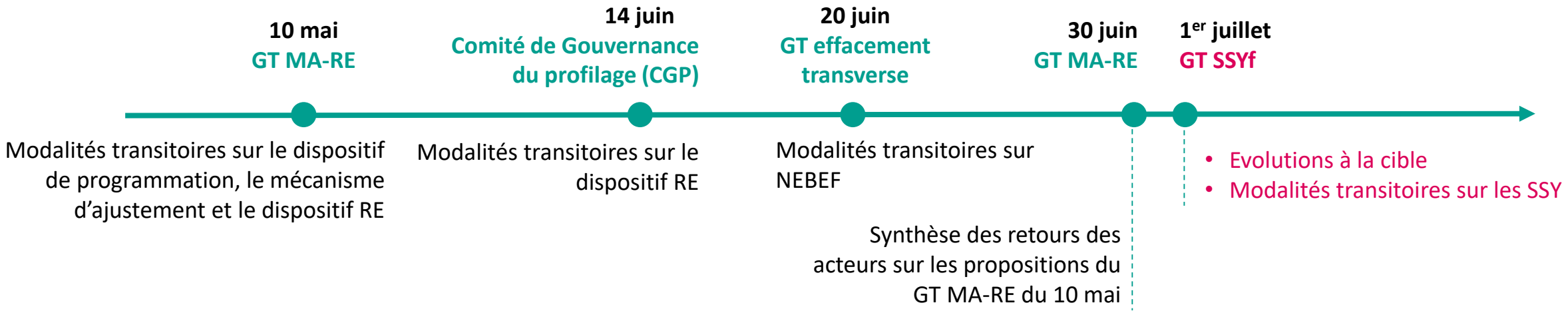
Sujet	Modalités actuelles	Modifications proposées des règles
Rémunération des capacités de réglage	- Calcul de la rémunération des capacités de réglage au pas 30 minutes - Définition du PFC en €/MW/30 minutes	✓ **Calcul de la rémunération des capacités au pas 15 min** ✓ Passage de la définition du PFC en €/MW/15 min (division par 2 par rapport au PFC en €/MW/30min)
Bilans de réserve	- Calcul des bilans de réserve à la maille 30 minutes actuellement - Pour le calcul du bilan au PA la méthode de prise en compte de programmes à une granularité inférieure à 30 minutes n'est pas spécifiée	✓ Passage du **calcul des bilans au pas 15 minutes** ✓ **Clarification sur la prise en compte des programmes d'appel et de marche** qui peuvent avoir une granularité < 15 minutes : **on considère sur le pas 15 minutes la valeur moyenne du programme**
Indemnités	- Calcul des indemnités (au PA et au PM) au pas 30 minutes en cohérence avec le pas de calcul de bilans de réserve	✓ Passage du **calcul des indemnités au pas 15 minutes** en cohérence avec le pas de calcul des bilans de réserve
Calcul des énergies de réglage	- A partir de la date F : calcul des énergies de réglage par EDR au pas 5 minutes puis à la maille site via les clés de répartition 5 minutes - Envoi des clés de répartition au pas 5 minutes au plus tard 2 minutes après la fin du Pas Demi-Horaire - Calcul des énergies de réglage totales au pas 30 minutes	✓ Maintien du calcul de l'énergie maille EDR et site au pas 5 minutes ✓ Envoi des clés de répartition au pas 5 minutes **au plus tard 2 minutes après la fin du pas 15 minutes** ✓ **Calcul des énergies de réglage totales au pas 15 minutes**

Impacts du projet ISP15

Sujet	Modalités actuelles	Modifications proposées des règles
Valorisation des énergies de réglage	- Calcul de valorisation de l'énergie de réglage au pas 30 minutes	✓ Calcul de la **valorisation de l'énergie de réglage au pas 15 minutes**
Correction des périmètre RE	- En cas de modèle corrigé correction de la courbe de charge au pas 10 min (section 2 règles MA RE) - Si applicable correction des périmètres RE de l'énergie de réglage au pas 30 minutes	✓ En cas de modèle corrigé correction de la courbe de charge au pas 15 min (section 2 règles MA RE -> date pivot L) ✓ Si applicable **correction des périmètres RE de l'énergie de réglage au pas 15 minutes** (section 2 règles MA RE -> date pivot L)
Versement fournisseur	- Calcul du versement fournisseur au pas 30 minutes à partir des énergies de réglage calculées au pas 30 minutes - Suivi du bilan financier à partir des énergies au pas 30 minutes	✓ Passage du calcul du versement au pas 15 minutes en cohérence avec l'évolution du pas de calcul des énergies de réglage ✓ Réinterrogation du processus de suivi du bilan financier au pas 15 minutes (chantier transmécanismes)
Abattements	- Calcul du volume abattu au pas 30 minutes basé sur les bilans de réserve avec défaillance au pas 30 minutes - Calcul de la valeur de l'abattement au pas 30 minutes	✓ Calcul du volume abattu au pas 15 minutes basé sur les bilans de réserve avec défaillance au pas 15minutes ✓ **Calcul de la valeur de l'abattement au pas 15 minutes**
Pénalités	- Calcul des pénalités au pas 30 minutes bas » sur les programmes d'appel au pas 30 minutes	✓ **Calcul des pénalités au pas 15 minutes** basées sur la formule d'abattement post l'

7.2 Modalités transitoires

Concertation sur les modalités transitoires de l'ISP à 15 min



Chantier 1
Mise à disposition de données historiques

Chantier 2
Tests techniques

Chantier 3
Organisation du déploiement en production

Chantier 4
Gestion des rejeux

Objectif : partager les orientations envisagées pour la transition vers le pas de règlement des écarts 15', et entamer la construction de la trajectoire pour les évolutions relatives aux SSY

Stratégie de déploiement proposé : des bascules progressives

	Principes	Avantages	Inconvénients
Go Live « Big bang »	Mise en service à une date « L » du pas 15' dans l'intégralité des processus impactés	**Simplification de la coordination** et une seule date de bascule à retenir pour tous	**Un retard impacte toutes les MES** qui doivent être parfaitement synchronisées sur une date **Peu robuste** aux aléas
Mise en service progressive Orientation privilégiée	Déploiement successifs des évolutions du projet par processus ou association de processus	Permet de **lisser la charge** et de faire des passages au fil de l'eau par processus en **sécurisant le passage à l'ISP 15** tout en assurant la pérennité des fonctionnalités existantes	Davantage de **complexité**, nécessite une forte coordination **Plusieurs pas à gérer sur une période transitoire**

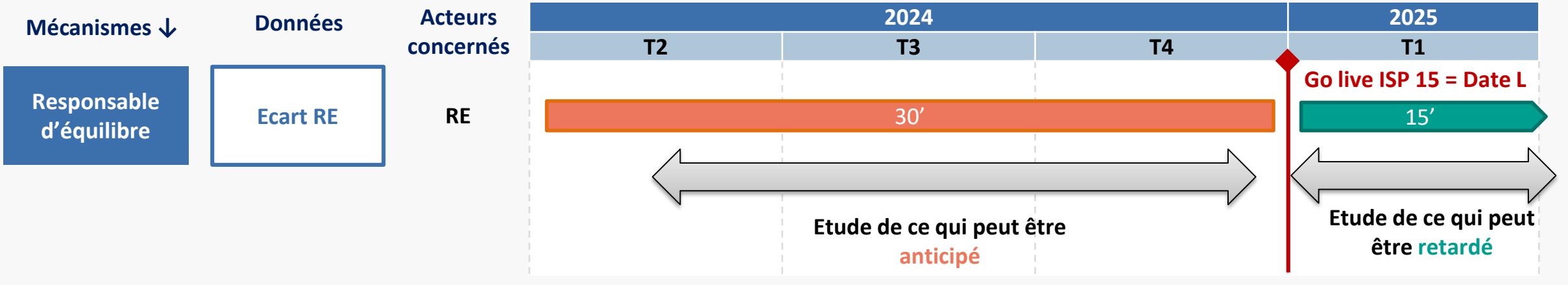
- Pour les différents flux impactés par le passage à 15 minutes, réflexion menée pour évaluer la possibilité d'anticiper ou retarder la bascule du flux par rapport à la bascule de l'ISP

Date opérationnelle pour la bascule de l'ISP

Concerté en GT MA-RE

La bascule de l'ISP correspond à la bascule de la granularité du calcul des écarts

- Au démarrage de la concertation, les acteurs ont exprimé une volonté d'utiliser la totalité de la dérogation
- Dans les règles MA-RE, cette bascule est matérialisé par la date L et l'ensemble des impacts ISP15 est positionné à cette date



Avec la stratégie de déploiement progressif, 2 options considérées pour la date L : 1er décembre 2024 ou 1er janvier 2025

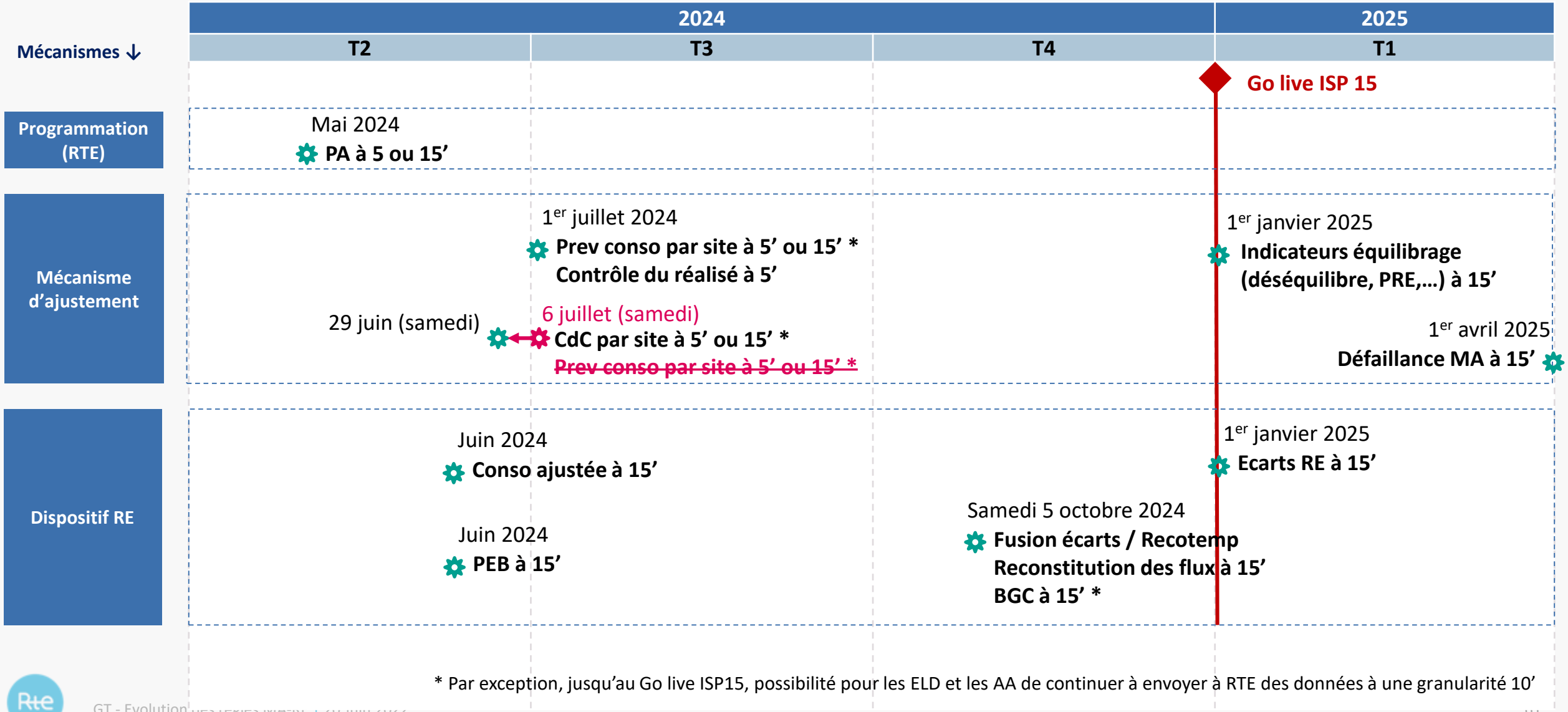
Go live = 1er décembre 2024

- ✚ Sécurisation opérationnelle (disponibilité des équipes)
- ✚ Petite marge résiduelle par rapport à l'échéance du 1er janvier 2025

Go live = 1er janvier 2025

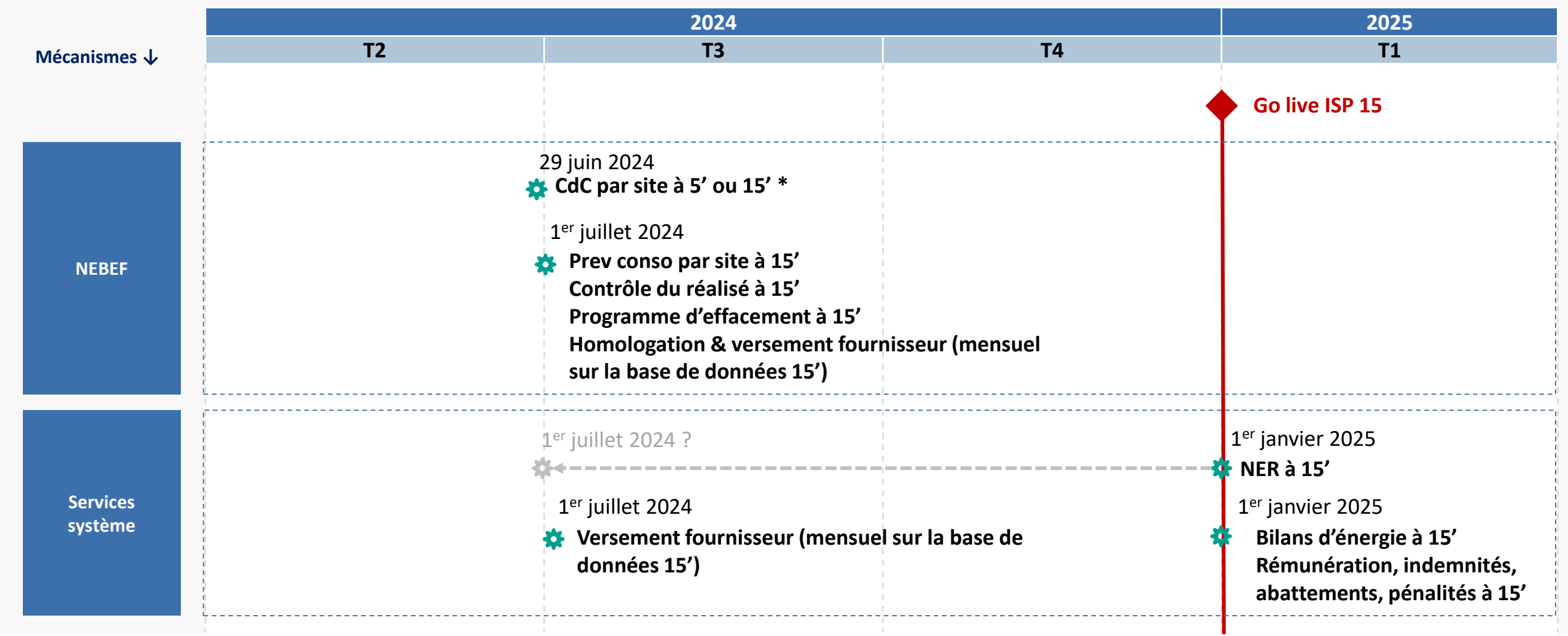
- ✚ Cohérent avec les dates de clôture comptable
- ✚ Lisibilité

Planning de synthèse multi mécanisme (1/2)



* Par exception, jusqu'au Go live ISP15, possibilité pour les ELD et les AA de continuer à envoyer à RTE des données à une granularité 10'

Planning de synthèse multi mécanisme (2/2)

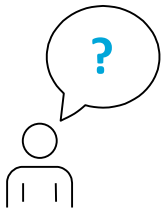


* Par exception, jusqu'au Go live ISP15, possibilité pour les ELD et les OE de continuer à envoyer à RTE des données cdc par site à une granularité 10'

Données historiques sur les services système



Il n’est pas prévu, à date, de mise à disposition de reconstitution de données historiques à 15’ spécifiques aux services système



En cas de besoin identifié par un acteur, vous pouvez formuler vos éventuels besoins sur les BAL suivantes (la faisabilité sera étudiée au cas par cas) :

- **BAL RTE :** rte-isp15@rte-france.com

8 Programmation des SSYf

Limitation pour la programmation des SSYf

- Les règles MA RE section 1 prévoient que **la résolution des chroniques de puissance pour les programmes soit de cinq (5), quinze (15) ou trente (30) minutes** pour tout le quintuplet (P0 et SSYf). Après la date L (passage à l'ISP15), la possibilité de fournir une chronique de puissance à trente (30) minutes est supprimée.

- **RTE identifie deux problématiques relatives à une programmation en SSYf sur des pas de temps inférieurs à 15 minutes :**
  - Les plages de validité des offres pour le merit order sont de 15 minutes
  - La durée de programmation des SSYf ne serait pas suffisamment longue pour que l'algorithme de contrôle puisse identifier le réglage -> **l'Entité de Réserve devient incontrôlable**

- **RTE propose de considérer l'imposition que la programmation en services système soit constante sur une durée au moins égale à 15 minutes dans la prochaine version des règles .**

- **Cette limitation n'impacterait pas la composante P0 du programme d'appel ni le programme de marche dans son ensemble.**

5 Dimensionnement aFRR T3 et T4 2022

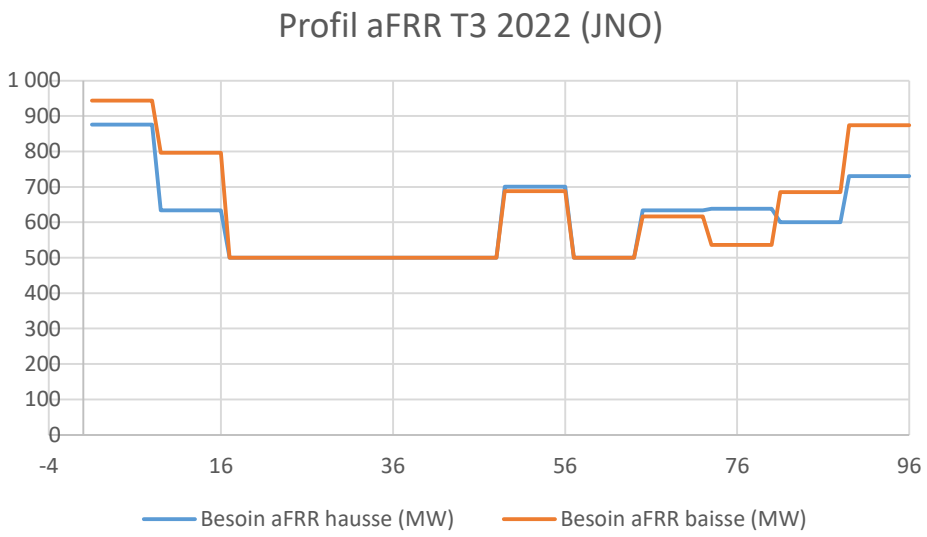
Profil T3 2022 avant symétrisation

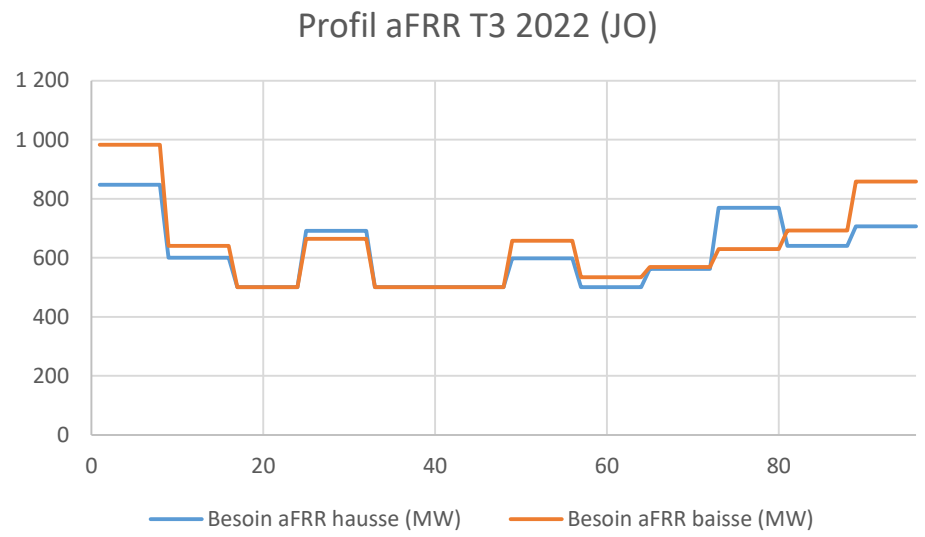
- Moyenne de **615 MW à la hausse** et **642 MW à la baisse**
- Prise en compte du surbouclage calculé du 1e Mai 2021 au 30 Avril 2022 (en moyenne 28 MW)

JO	0h -2h	2h-4h	4h-6h	6h-8h	8h-10h	10h-12h	12h-14h	14h-16h	16h-18h	18h-20h	20h-22h	22h-24h
Hausse (MW)	847	600	500	691	500	500	598	500	563	769	640	707
Baisse (MW)	983	641	500	664	500	500	658	534	569	629	692	858

JNO	0h -2h	2h-4h	4h-6h	6h-8h	8h-10h	10h-12h	12h-14h	14h-16h	16h-18h	18h-20h	20h-22h	22h-24h
Hausse (MW)	876	634	500	500	500	500	701	500	634	638	600	731
Baisse (MW)	944	797	500	500	500	500	688	500	617	536	685	874

Profil besoin aFRR T3 2022





Profil T3 2022 applicable

- Symétrisation du profil afin d'assurer des prescriptions symétriques en prenant pour chaque pas 2 heures le maximum entre le besoin à la hausse et le besoin à la baisse.
- Moyenne de **655 MW** (648 MW en JNO et 658 en JO).

JO	0h -2h	2h-4h	4h-6h	6h-8h	8h-10h	10h-12h	12h-14h	14h-16h	16h-18h	18h-20h	20h-22h	22h-24h
Demi bande (MW)	983	641	500	691	500	500	658	534	569	769	692	858

JNO	0h -2h	2h-4h	4h-6h	6h-8h	8h-10h	10h-12h	12h-14h	14h-16h	16h-18h	18h-20h	20h-22h	22h-24h
Demi bande (MW)	944	797	500	500	500	500	701	500	634	638	685	874

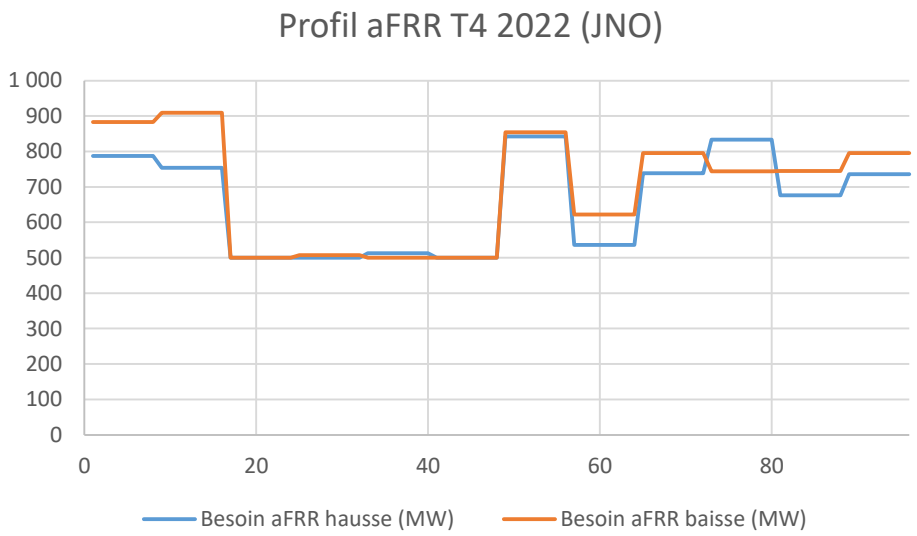
Profil T4 2022 avant symétrisation

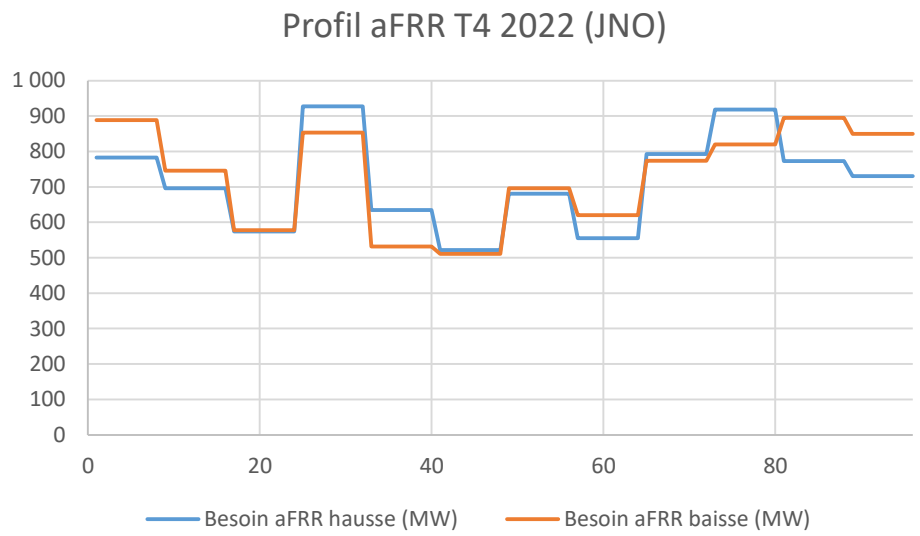
- Moyenne de **700 MW à la hausse** et **720 MW à la baisse**
- Prise en compte du surbouclage calculé du 1e Mai 2021 au 30 Avril 2022 (en moyenne 28 MW)

JO	0h -2h	2h-4h	4h-6h	6h-8h	8h-10h	10h-12h	12h-14h	14h-16h	16h-18h	18h-20h	20h-22h	22h-24h
Hausse (MW)	783	696	574	927	635	522	681	555	793	918	773	731
Baisse (MW)	889	746	578	927	635	522	696	620	793	918	895	850

JNO	0h -2h	2h-4h	4h-6h	6h-8h	8h-10h	10h-12h	12h-14h	14h-16h	16h-18h	18h-20h	20h-22h	22h-24h
Hausse (MW)	788	754	500	500	513	500	843	536	739	833	676	736
Baisse (MW)	883	910	500	507	500	500	854	622	796	744	745	796

Profil besoin aFRR T4 2022





Profil T4 2022 applicable

- Symétrisation du profil afin d'assurer des prescriptions symétriques en prenant pour chaque pas 2 heures le maximum entre le besoin à la hausse et le besoin à la baisse.
- Moyenne de **741 MW** (705 MW en JNO et 756 en JO).

JO	0h -2h	2h-4h	4h-6h	6h-8h	8h-10h	10h-12h	12h-14h	14h-16h	16h-18h	18h-20h	20h-22h	22h-24h
Demi bande (MW)	889	746	578	927	635	522	696	620	793	918	895	850

JNO	0h -2h	2h-4h	4h-6h	6h-8h	8h-10h	10h-12h	12h-14h	14h-16h	16h-18h	18h-20h	20h-22h	22h-24h
Demi bande (MW)	883	910	500	507	513	500	854	622	796	833	745	796

9 Sujets à aborder aux prochains GTs

Calendrier des GT SSYf

- GT :
  - Vendredi 1er Juillet : 9h30 – 12h30
  - Jeudi 22 Septembre : 9h30 – 12h30
  - Mardi 8 Novembre : 9h30 – 12h30
  - Vendredi 9 Décembre : 9h30 – 12h30

- AT :
  - Mercredi 6 Juillet 14h – 16h
  - Vendredi 7 Octobre 10h – 12h

Le réseau
de transport
d'électricité

Merci de votre participation